

University of Groningen

Bedrijfsspecifieke beperking in exploratie en productie en het effect op het wereldwijde verbruik van fossiele energie

Mulder, Machiel; Hulshof, Daan; Perey, Peter; Rekker, Lennard

IMPORTANT NOTE: You are advised to consult the publisher's version (publisher's PDF) if you wish to cite from it. Please check the document version below.

Document Version

Publisher's PDF, also known as Version of record

Publication date:
2020

[Link to publication in University of Groningen/UMCG research database](#)

Citation for published version (APA):

Mulder, M., Hulshof, D., Perey, P., & Rekker, L. (2020). *Bedrijfsspecifieke beperking in exploratie en productie en het effect op het wereldwijde verbruik van fossiele energie: een analyse toegespitst op de positie van Shell*. (CEER - Policy Papers; Vol. 8). Centre for Energy Economics Research (CEER).

Copyright

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download or to forward/distribute the text or part of it without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license (like Creative Commons).

The publication may also be distributed here under the terms of Article 25fa of the Dutch Copyright Act, indicated by the "Taverne" license. More information can be found on the University of Groningen website: <https://www.rug.nl/library/open-access/self-archiving-pure/taverne-amendment>.

Take-down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Downloaded from the University of Groningen/UMCG research database (Pure): <http://www.rug.nl/research/portal>. For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to 10 maximum.



rijksuniversiteit
groningen

faculteit economie
en bedrijfskunde

Bedrijfsspecifieke beperking in exploratie en productie en het effect op het wereldwijde verbruik van fossiele energie

Een analyse toegespitst op de
positie van Shell



Machiel Mulder, Daan Hulshof,
Peter Perey en Lennard Rekker

Centre for Energy Economics Research (CEER)

Policy Papers | No. 8 | November 2020

Bedrijfsspecifieke beperking in exploratie en productie en het effect op het wereldwijde verbruik van fossiele energie

Een analyse toegespitst op de positie van Shell

Machiel Mulder, Daan Hulshof, Peter Perey en Lennard
Rekker

Mulder, M., D. Hulshof, P.L Perey en L.R. Rekker

Bedrijfsspecifieke beperking in exploratie en productie en het effect op het wereldwijde verbruik van fossiele energie; een analyse toegespitst op de positie van Shell. CEER Policy Papers 8 – Rijksuniversiteit Groningen – November 2020

Keywords:

Oliemarkt, gasmarkt, exploratie, productie, concessies, royalty's

Het onderzoek voor dit rapport is verricht op verzoek van De Brauw Blackstone Westbroek N.V. en met financiële ondersteuning van Royal Dutch Shell plc. Dit rapport geeft niet noodzakelijkerwijs de mening van deze organisaties weer. De verantwoordelijkheid voor de inhoud van dit rapport ligt volledig bij de auteurs.

@Mulder, Hulshof, Perey en Rekker

ISBN: 968-94-034-2908-3 (print)

ISBN: 978-94-034-2909-0 (pdf)

Centre for Energy Economics Research; <http://www.rug.nl/ceer/> Department of Economics and Business, University of Groningen; <http://www.rug.nl/feb/> Nettelbosje 2, 9747 AE Groningen

Inhoud

Samenvatting en conclusies

1. Inleiding

- 1.1 Achtergrond
- 1.2 Vraagstelling
- 1.3 Methode van onderzoek
- 1.4 Opbouw van het rapport

2. Gebruik exploratie- en productievergunningen door bedrijven

- 2.1 Inleiding
- 2.2 Australië
- 2.3 Brazilië
- 2.4 Canada
- 2.5 Maleisië
- 2.6 Nederland
- 2.7 Nigeria
- 2.8 Noorwegen
- 2.9 Verenigd Koninkrijk
- 2.10 Verenigde Staten
- 2.11 Conclusies

3. Beleid van overheden voor olie- en gasreserves

- 3.1 Inleiding
- 3.2 Australië
- 3.3 Brazilië

- 3.4 Canada
- 3.5 Maleisië
- 3.6 Nederland
- 3.7 Nigeria
- 3.8 Noorwegen
- 3.9 Verenigd Koninkrijk
- 3.10 Verenigde Staten
- 3.11 Conclusies

4. Werking van olie- en gasmarkten

- 4.1 Inleiding
- 4.2 Vraag, aanbod en prijsvorming
- 4.3 Aanpassend gedrag door marktpartijen
- 4.4 Historische voorbeelden van marktreacties op aanbodverminderingen
- 4.5 Positie van Shell op olie- en gasmarkten
- 4.6 Conclusies

Literatuur

Bijlagen

Samenvatting en conclusies

1. Om de mondiale emissies van broeikasgassen te reduceren zoals in het Akkoord van Parijs door een groot aantal landen is afgesproken, moet de uitstoot die verbonden is aan het verbruik van fossiele energie sterk worden verminderd. Door een aantal milieuorganisaties is betoogd dat het (deels) beëindigen van de winning van olie en gas door een enkel energiebedrijf, zoals Shell, hieraan kan bijdragen. In dit rapport is onderzocht in hoeverre verwacht kan worden dat dit effect inderdaad zou optreden, rekening houdend met hoe de olie- en gasmarkten daadwerkelijk functioneren.
2. Olie- en gasreserves zijn wereldwijd verspreid. De winning van deze reserves gebeurt grotendeels door zowel staatsbedrijven als private (markt)bedrijven. In het laatste geval worden deze bedrijven door overheden van landen waar die reserves liggen, uitgenodigd om te participeren in de exploratie en productie van de reserves. In sommige landen, zoals de Verenigde Staten, is de grondeigenaar ook eigenaar van de mineralen, maar in de meeste landen zijn deze eigendom van de staat. Om olie en gas te kunnen winnen, moeten deze bedrijven daarom over door de overheden te verlenen vergunningen beschikken of productieovereenkomsten sluiten met de afzonderlijke overheden.
3. Shell is in een groot aantal landen actief. Bij olie komt de productie vooral uit de VS (26%), Brazilië (19%), Oman (11%) en Nigeria (9%), Rusland (5%) en het Verenigd Koninkrijk (5%). De productie van aardgas door Shell komt vooral uit Australië (19%), de Verenigde

Staten (10%), Nederland (6%), Maleisië (6%), Nigeria (6%), Canada (6%), en Noorwegen (5%).

4. In de meeste van deze landen blijkt een groot aantal (veelal tientallen) bedrijven betrokken bij de olie- en/of gaswinning. In totaliteit zijn er wereldwijd honderden bedrijven internationaal actief in deze bedrijfstak. Deze groep van bedrijven is heel divers: zij omvat bijvoorbeeld staatsbedrijven, commerciële geïntegreerde energiebedrijven (zoals Shell), en gespecialiseerde olie- of gasbedrijven al dan niet met *private equity* financiering. In vrijwel elke regio/land zijn bedrijven uit allerlei andere delen van de wereld actief.
5. Veelal werken bedrijven samen in afzonderlijke projecten om de risico's die verbonden zijn aan olie- en gaswinning te spreiden. Het gaat hier om diverse typen risico's: technische, financiële en politieke. Deze joint ventures bestaan soms uit louter private bedrijven, en andere keren uit combinaties van private en staatsbedrijven. Bedrijven blijken regelmatig veranderingen aan te brengen in hun portfolio aan projecten. Dit volgt onder andere uit de frequente uitwisseling (via verkoop) van vergunningen tussen bedrijven, maar ook uit het beëindigen, verlengen en het opnieuw aanvragen van vergunningen. Mocht Shell een gebod krijgen dat haar dwingt om haar activiteiten in olie- en gaswinning te verminderen, dan ligt het daarom voor de hand te verwachten dat Shell haar bestaande vergunningen (of participaties daarin) aan andere ondernemingen overdraagt of dat Shell deze aan de betrokken overheid teruggeeft.
6. Overheden van landen met olie- en gasreserves hebben over het algemeen als doelstelling om zoveel mogelijk financiële opbrengsten

daaruit te halen. Met de bedrijven die bij de winning worden ingeschakeld, worden dan ook doorgaans afspraken gemaakt over zowel het volume als het tempo van de winning als de verdeling van de financiële opbrengsten. Voor diverse landen waar Shell actief is, vormen de opbrengsten uit olie- en gaswinning een belangrijke bron van inkomsten voor de overheid. Op grond hiervan mag verwacht worden dat mocht Shell haar productie moeten verminderen en haar vergunningen niet aan andere partijen kunnen overdragen, de overheden de vergunning of bestaande productieafspraken zullen annuleren, teneinde andere bedrijven de gelegenheid te bieden, bijvoorbeeld via een veiling, de activiteiten over te nemen.

7. Mocht Shell haar vergunningen niet aan andere bedrijven overdoen (verkopen) en mochten overheden vervolgens geen andere bedrijven vragen om de activiteiten van Shell over te nemen, dan zou dat voor de olie- en gasmarkten betekenen dat de reserves waar Shell nu over beschikt aan de mondiale markten zouden worden onttrokken. Deze terugval in productie door Shell zou momenteel maximaal 2% van het wereldwijde verbruik belopen.
8. Crises die zich in het verleden in olie- en gasmarkten hebben voorgedaan, zoals na de revolutie in Iran en na inval van Irak in Koeweit, waarbij gedurende een reeks van jaren 4 tot 6% van het wereldwijde verbruik aan de markt werd onttrokken, hebben niet geleid tot een vermindering van de mondiale productie, omdat andere producenten in staat waren om snel hun productie op te voeren.
9. Een 45% vermindering van de olie- en gasproductie door Shell zou in omvang gelijk zijn aan ca. 1% van het mondiale verbruik. Gezien de eerdere ervaringen in de olie- en gasmarkten met plotselinge

omvangrijke vermindering van productie door/in enkele landen, kan verwacht worden dat zo'n daling geen effect zal hebben op het wereldwijde verbruik. Dit komt omdat de mondiale olie- en gasmarkt zodanig werken dat andere producenten (economisch) geprikkeld zullen zijn om die terugval in productie te compenseren. Dit effect zal zich te meer voordoen omdat de beoogde vermindering in productie door Shell zich over de periode tot 2030 zou uitstrekken, waardoor andere marktpartijen alle tijd hebben daarop te anticiperen en hun productiecapaciteit uit te breiden of de productie van bestaande velden op te voeren.

10. Al het voorgaande leidt ons tot de conclusie dat een gebod op Shell om de productie van olie en gas te verminderen geen effect zal hebben op het wereldwijde verbruik. Andere bedrijven zullen de huidige vergunningen van Shell willen en kunnen kopen, waardoor de productie direct door deze bedrijven wordt overgenomen. Mocht dat niet gebeuren en Shell inactief worden op vergunningen, dan zullen overheden waarschijnlijk die vergunning intrekken en aan andere bedrijven gunnen. Mocht dat laatste niet gebeuren en de huidige Shell reserves aan de markt worden onttrokken, dan zullen elders delen van de nog steeds omvangrijke mondiale olie- en gasreserves worden aangesproken omdat andere landen en producenten op die manier hun opbrengsten uit olie- en gaswinning kunnen verhogen. Vanwege deze diverse mogelijke aanpassingsreacties zal een gebod met betrekking tot de olie- en gasproductie door Shell geen bijdrage leveren aan de vermindering van de emissies van broeikasgassen veroorzaakt door het gebruik van fossiele energie.

1. Inleiding

1.1 Achtergrond

Het belang om de mondiale emissies van broeikasgassen sterk te verminderen wordt steeds breder erkend, zoals ook tot uiting is gekomen in het Akkoord van Parijs. Minder eenduidig zijn de visies op welke manieren dat doel het meest doelmatig en effectief kan worden gerealiseerd.

Een van de discussiepunten betreft de bijdragen die door afzonderlijke ondernemingen kunnen worden geleverd. Recentelijk is door een aantal milieuorganisaties betoogd dat Royal Dutch Shell plc. (hierna RDS) zich ook aan de doelstellingen van Parijs moet verbinden. Door deze organisaties is aan de Nederlandse rechter voorgelegd dat deze onderneming juridisch verplicht zou moeten worden zich aan deze doelstellingen te houden en dat RDS verplicht zou moeten worden om de CO₂-emissies van de Shell groep en de CO₂-emissies die aan de productie, verkoop en het gebruik van Shell producten verbonden zijn, te reduceren met een percentage tot 45% in 2030.

In dit rapport onderzoeken we wat de mogelijke effecten zijn van een dergelijk gebod op het mondiale verbruik van fossiele energie en daarmee op de mondiale uitstoot van CO₂. Hierbij wordt ervanuit gegaan dat een gebod jegens RDS ook effect heeft op de activiteiten van de dochtervennootschappen van RDS. RDS en haar dochtervennootschappen worden hierna gezamenlijk aangeduid als, afhankelijk van de context, “Shell-groep”, “Shell Vennootschappen” of “Shell”.

1.2 Vraagstelling

Deze vraag wordt in een aantal stappen verkend. De **eerste stap** is dat wordt onderzocht wat een gebod voor de verdere activiteiten van Shell-

vennootschappen de facto kan betekenen voor de olie- en gaswinning in de gebieden waarin deze ondernemingen actief zijn. In het bijzonder wordt hier gekeken naar de rol van vergunningen en de samenwerking met andere bedrijven. Wat betekent een beëindiging van de activiteiten van de Shell-groep voor de concrete projecten in de exploratie en productie van olie en gas? Andere activiteiten van Shell die CO₂ uitstoten, zoals bij raffinage, worden hier buiten beschouwing gelaten.

De **tweede onderzoekstap** is dat wordt onderzocht wat de reacties kunnen zijn van de landen waarin de Shell-groep actief is. In het bijzonder gaat het hier om de doelstellingen van deze landen bij het aangaan van contracten met en/of het geven van vergunningen aan energiebedrijven voor de exploratie en/of productie van olie en gas. Hoe zullen deze landen reageren wanneer Shell-Vennootschappen gedwongen zouden zijn om bestaande vergunningen niet meer te gebruiken of afspraken niet meer na te komen?

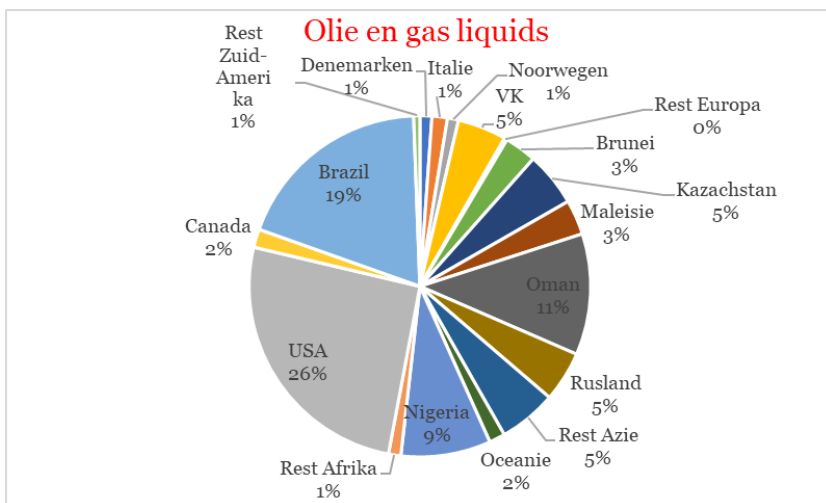
Wanneer uit de beantwoording van de vragen in de voorgaande twee stappen zou blijken dat de productie van de olie- en gasreserves van de Shell-groep niet door andere ondernemingen wordt voortgezet, is het relevant te bezien wat het zou betekenen voor de mondiale olie- en gasmarkten wanneer de olie- en gasvoorkomens die nu door de Shell-groep worden geëxploiteerd in het geheel aan de markt zouden worden onttrokken. In deze **derde onderzoekstap** wordt onderzocht wat het effect daarvan zal zijn op het mondiale verbruik van olie en gas, rekening houdend met de indirecte effecten van een vermindering van activiteiten door de Shell-groep op activiteiten van andere producenten.

1.3 Methode van onderzoek

De bovenstaande vragen worden beantwoord door te onderzoeken hoe de olie- en gasmarkten feitelijk werken met uitsluitend gebruikmaking van

publiek beschikbare gegevens, onderzoeksrapporten en academische literatuur. Het empirische onderzoek voor de eerste en tweede onderzoeksvraag richt zich met name op een aantal landen waar de Shell-groep actief is en de overheden veel relevante informatie over olie- en gaswinningsactiviteiten publiceren. De Shell-groep is wereldwijd actief. Bij olie komt de productie vooral uit de VS (26%), Brazilië (19%), Oman (11%) en Nigeria (9%), Rusland (5%) en het Verenigd Koninkrijk (5%) (Figuur 1.1).

Figuur 1.1 Productie van olie en gas liquids door de Shell-groep, naar land (in %), 2019¹

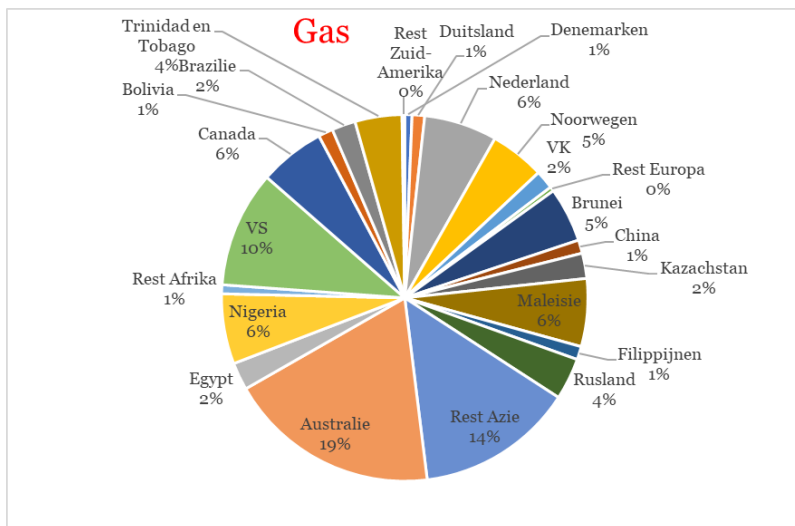


Bron: Jaarverslag RDS, 2019

De productie van aardgas door de Shell-groep komt vooral uit Australië (19%), Verenigde Staten (10%), Nederland (6%), Maleisië (6%), Nigeria (6%), Canada (6%), en Noorwegen (5%) (Figuur 1.2).

¹ O.a. gas liquids zijn net als olie en gas koolwaterstoffen, d.w.z. bestaande uit koolstof (C) en waterstof (H) moleculen. Voorbeelden van gas liquids zijn Etheen (C₂H₆) en propaan (C₃H₈). Gas is (vooral) methaan (CH₄).

Figuur 1.2 Productie van gas door de Shell-groep, naar land (in %), 2019



Bron: Jaarverslag RDS, 2019

Op grond van deze spreiding in activiteiten van de Shell groep en de beschikbaarheid van publieke informatie richt dit onderzoek zich op de volgende landen: Australië, Brazilië, Canada, Maleisië, Nederland, Nigeria, Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en de Verenigde Staten.² Voor wat betreft Canada en de Verenigde Staten richt het onderzoek zich op die regio's waar een groot deel van de olie- of gaswinning plaats vindt, te weten respectievelijk Alberta en Golf van Mexico. Hiermee heeft de analyse betrekking op een groot aantal landen waarin Shell actief is, waarmee een representatief beeld wordt verkregen van de gang van zaken in de markten waar de Shell groep actief is.

² In de bijlagen A t/m I zijn voor elk land kaarten opgenomen met de locatie van de olie- en gasreserves.

1.4 Opbouw van het rapport

Conform de indeling van het onderzoek in drie deelvragen, kent dit rapport drie kernhoofdstukken. In **hoofdstuk 2** wordt de aandacht gericht op de wijze waarop bedrijven opereren bij de exploratie en productie van olie en gas en hoe bedrijven omgaan met vergunningen. In **hoofdstuk 3** staat het olie- en gaswinningsbeleid van de overheden in deze landen centraal. In **hoofdstuk 4** analyseren we vervolgens in het kort de mondiale olie- en gasmarkten en hoe deze zouden worden beïnvloed wanneer een deel van de olie- en gasreserves die nu aan Shell toebehoren niet meer geproduceerd zouden worden. De algehele conclusies van het onderzoek zijn beschreven in de **Samenvatting en conclusies**.

2. Gebruik exploratie- en productievergunningen door bedrijven

2.1 Inleiding

De activiteiten bij de winning van olie en gas kunnen globaal genomen worden onderscheiden in exploratie, ontwikkeling en productie.³

- **Exploratie** is het zoeken naar de aanwezigheid van natuurlijke grondstoffen, waarbij de uitkomst onzeker is. Deze activiteit leidt tot meer informatie over de beschikbaarheid van grondstoffen. Op basis van die informatie worden de olie- en gasreserves in verschillende categorieën onderverdeeld, zoals *prospective resources* (lage mate van zekerheid over omvang en winbaarheid), *conditional resources* (minder onzekerheid over omvang, maar met hoge winningskosten) en *proven reserves* (hoge mate van zekerheid en relatief lage kosten).
- **Ontwikkeling** van reserves bestaat uit de activiteiten waarbij een gevonden veld dat tot de categorie *proven reserves* behoort, gereed wordt gemaakt voor de daadwerkelijke productie. Deze activiteiten bestaan met name uit het aanleggen van infrastructuur voor de productie en transport van olie of gas.
- **Productie** bestaat uit het de grond halen (d.w.z. winnen) van olie en gas en deze via transport infrastructuur (pijpleidingen, schepen) beschikbaar maken voor de volgende fasen in de productieketen (zoals

³ Meer gedetailleerd bestaan deze fasen uit: a) verkrijgen van het recht om op een bepaalde locatie naar olie of gas te kunnen gaan zoeken, b) exploratieactiviteiten zoals seismisch onderzoek en testboringen, c) evaluatie van resultaten van exploratie, d.w.z. bepalen van omvang van reserves, d) ontwikkeling van het veld en benodigde infrastructuur, e) feitelijke productie (winning), en f) beëindigen van productie en opruimen van infrastructuur (bron: Nakhle; 2009).

raffinage tot producten als benzine of kerosine, of tot producten die als grondstof in de industrie worden gebruikt).

Al deze activiteiten zijn risicovol, omdat er hoge (aanloop)kosten moeten worden gemaakt, terwijl de uiteindelijke opbrengsten afhangen van hoeveel er gedurende een reeks van jaren daadwerkelijk per veld geproduceerd kan worden en wat de uiteindelijke prijs per eenheid productie (d.w.z. de olie- of gasprijs) in de toekomst zal zijn. Pas in de productiefase worden opbrengsten gerealiseerd, terwijl in de voorgaande fasen alleen kosten worden gemaakt. Bovenop de technische en economische risico's, zijn er veelal ook nog politieke risico's vanwege de afhankelijkheid van (bijvoorbeeld fiscale en milieu) regelgeving van de landen waarin de grondstoffen zich bevinden (Nakhle, 2009).

Doordat deze risico's deels afhangen van locatie-specifieke omstandigheden, kunnen bedrijven het risico verminderen door in een groot aantal projecten op verschillende locaties actief te zijn. Tegenvallende opbrengsten bij projecten die slecht lopen, bijvoorbeeld doordat er minder olie of gas in de grond zit dan aanvankelijk verwacht, kunnen dan worden gecompenseerd door de opbrengsten bij projecten die juist beter lopen dan verwacht. Het belang van risicovermindering via diversificatie in de portfolio is de reden dat bedrijven vaak in een groot aantal projecten participeren. Het gaat hierbij overigens niet alleen om productiebedrijven, maar ook om olie- of gasverbruikende bedrijven (zoals elektriciteitsproductiebedrijven) die het risico van fluctuerende olie- of gasprijzen mitigeren door zelf ook (financieel) te participeren in de winning daarvan.

Om het risico nog verder te verminderen wordt door de overheden van de landen waar de reserves liggen, ook nog vaak geparticipeerd. Deze overheidsparticipatie heeft vaak ook als doel om de zekerheid over de opbrengsten voor de staat te verhogen. De wijze waarop dit precies

georganiseerd is, verschilt van land tot land, onder meer afhankelijk van hoe het eigenaarschap van de natuurlijke reserves geregeld is.⁴

In veel landen worden (commerciële) bedrijven door de overheden uitgenodigd om biedingen te doen om op bepaalde locaties van hun grondgebied te gaan zoeken naar olie of gas. Hiervoor geven deze overheden zogenaamde ‘**exploratievergunningen**’ uit. Op basis van zulke vergunningen mogen bedrijven in bepaalde gebieden en gedurende een bepaalde periode gaan zoeken naar olie of gas.

Wanneer uit de exploratieactiviteiten van bedrijven blijkt dat er *proven reserves* zijn, dan nodigen overheden deze bedrijven uit om een plan voor de ontwikkeling van die reserves te maken. Wanneer dat ontwikkelingsplan, waarin beschreven wordt hoe de reserves zullen worden gewonnen, door de overheid wordt goedgekeurd, dan kunnen ze een ‘**productievergunning**’ ontvangen. Zulke productievergunningen geven het recht om onder bepaalde voorwaarden, zoals beschreven in het ontwikkelingsplan, de reserves te gaan winnen.

In deze systemen gebaseerd op vergunningen krijgen bedrijven (veelal: een groep of ‘joint venture’ van bedrijven) dus het exclusieve recht om gedurende een bepaalde periode voor eigen rekening en risico naar olie of gas te zoeken, een veld te ontwikkelen en te produceren (Nakhle, 2009). In sommige van deze systemen blijven de olie en het gas in de grond eigendom van de overheid en daarom moeten de producerende bedrijven over hun opbrengsten *royalties* en andere belastingen betalen. De producerende bedrijven zijn doorgaans vrij om te bepalen hoe en waar de geproduceerde olie en gas op de markt wordt gebracht, maar moeten veelal wel voldoen aan voorwaarden met betrekking tot de hoeveelheid te winnen olie en gas

⁴ In de Verenigde Staten, bijvoorbeeld, is de grondeigenaar ook eigenaar van natuurlijke grondstoffen onder die grond, terwijl voor natuurlijke grondstoffen onder de zee, de federale overheid de eigenaar is.

en het tempo van deze winning. In sommige andere op vergunningen gebaseerde systemen, krijgen de bedrijven ook het eigendom over de olie en het gas, maar moeten zij betalen voor het verkrijgen van de vergunning. In al deze verschillende systemen geldt dat overheden op de een of andere manier betrokken zijn om daarmee de vruchten te kunnen plukken van de olie- en gaswinning (zie bijv. Nakhle, 2009) en te profiteren van de aanwezigheid van natuurlijke rijkdommen op hun grondgebied. Mede vanwege dat belang, zijn overheden vaak nauw betrokken bij de olie- en gaswinning, zowel direct als via regelgeving.

In plaats van deze zogenaamde concessiesystemen, kunnen landen er ook voor kiezen om met bedrijven samenwerkingsverbanden aan te gaan in de vorm van **overeenkomsten**. In zo'n systeem nodigt de overheid een bedrijf uit om de werkzaamheden uit te voeren, terwijl de overheid eigenaar blijft van de productie (Nakhle, 2009). In deze situaties zijn de bedrijven alleen uitvoerder (operator).

De VS zijn een belangrijke uitzondering op deze twee systemen: op land is de eigenaar van de grond tevens eigenaar van de olie en het gas in de grond en contracteren bedrijven met de landeigenaar. Deze studie beschouwt alleen de activiteiten in de VS op zee.

In dit hoofdstuk beschrijven we voor een aantal landen waarin de Shell-groep actief is (te weten, in alfabetische volgorde: Australië, Brazilië, Canada, Maleisië, Nigeria, Nederland, Noorwegen, VK en VS), welke bedrijven actief zijn in de exploratie en productie van olie en gas, alsmede in welke mate ze in vergunningen participeren, vergunningen verlengen of aan elkaar overdragen. Deze informatie, die overigens niet voor alle landen en regio's in dezelfde mate in openbare bronnen gevonden kan worden, gebruiken we vervolgens om de vraag te beantwoorden hoe gereageerd kan worden wanneer er een rechterlijk gebod zou komen dat Shell dwingt om de winning van olie en gas af te bouwen of te staken (zie Tabel 2.1).

Tabel 2.1 Verzamelde informatie voor beantwoording van vraag naar mogelijke reacties op gebod productie van olie en gas te verminderen

| Aspect | Type informatie |
|--|---|
| Mogelijkheden om vergunningen aan andere bedrijven over te doen (d.w.z. te verkopen) | Aantal bedrijven met een exploratie of productievergunning, zowel nu als in het verleden |
| Waarschijnlijkheid dat vergunningen aan andere bedrijven worden overgedaan (d.w.z. verkocht) | Aantal malen dat vergunningen tussen bedrijven worden uitgewisseld (d.w.z. verkocht, gekocht) |
| Gevolgen van verkoop van vergunning voor feitelijke exploitatie van een veld | Aantal vergunningen per bedrijf in verhouding tot aantal malen dat bedrijf ook operator van een veld is |

2.2 Australië

In Australië bestaan drie soorten vergunningen: exploratievergunningen, productievergunningen, en retentie-vergunningen.⁵ Per vergunning kunnen er meerdere bedrijven actief zijn, zogeheten *title holders*. Deze *title holders* delen de risico's en opbrengsten van een bepaald winningsgebied. Er is uiteindelijk per gebied één operator verantwoordelijk voor de daadwerkelijke winning.

⁵ Retentievergunningen geven bedrijven het recht (d.w.z. een optie) om in de toekomst daar te gaan produceren.

Over de periode sinds 2000 hebben de bedrijven Santos en Woodside het grootste aantal exploratievergunningen bezeten (Figuur A.1, in Bijlage A). BHP Billiton Petroleum en Chevron zijn de bedrijven die de meeste productievergunningen hebben gehad sinds 2000. Shell is in Australië actief via Shell Australia Pty Limited en komt wat beide type vergunningen betreft op de derde plaats.

- Santos is een Australisch bedrijf dat gericht is op de exploratie en winning van aardgas, met name in Australië.⁶
- Woodside is eveneens een Australisch bedrijf dat zich vooral richt op gas en op de verkoop daarvan in vloeibare vorm (LNG).⁷
- BHP Billiton Petroleum is een upstream olie- en gasbedrijf dat naast in Australië, ook actief is in Canada, VS, Mexico en Afrika.⁸
- Esso Australia is een dochteronderneming van het wereldwijd actieve bedrijf ExxonMobil.⁹

Australië telt momenteel 159 actieve¹⁰ exploratievergunningen, verdeeld over 45 bedrijven en 99 winningsgebieden (Figuur 2.1). Shell Australia Pty Limited is qua aantal actieve vergunningen de 6^e partij met acht vergunningen. Daarvan is Shell bij drie velden ook operator.

⁶ Zie <https://www.santos.com/about-us/>.

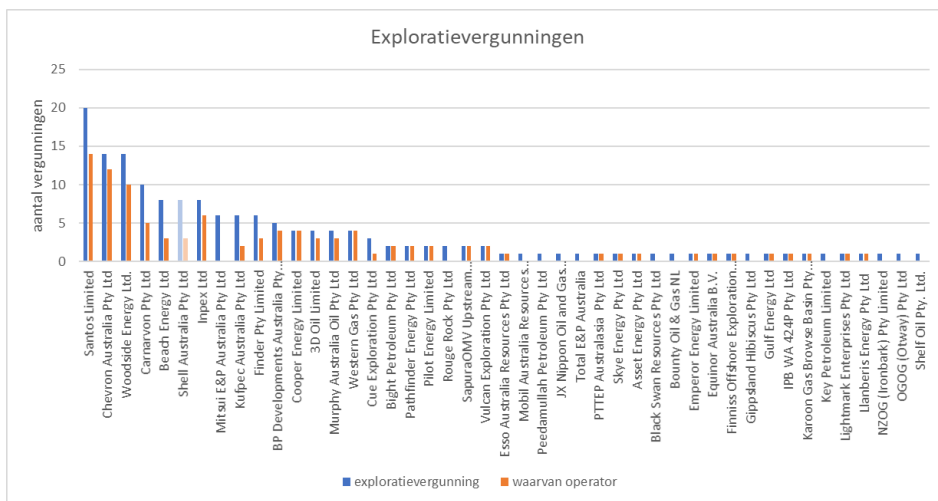
⁷ Zie <https://www.woodside.com.au/about-us>.

⁸ Zie <https://www.bhp.com/our-businesses/petroleum/>.

⁹ Zie <https://www.exxonmobil.com.au/>.

¹⁰ Met de term ‘actieve vergunning’ wordt gerefereerd naar een vergunning die nog niet verlopen is.

Figuur 2.1 Aantal actieve exploratie vergunningen per bedrijf in Australië, oktober 2020

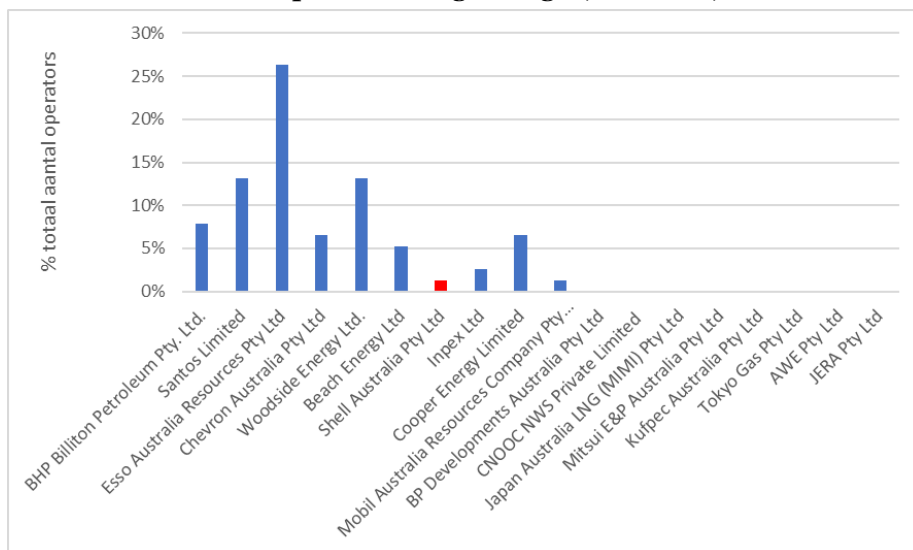


Bron: <https://neats.nopta.gov.au/TitleRegister>

Verder zijn er 41 bedrijven die een actieve productievergunning hebben (Figuur A.2, in Bijlage A). Ongeveer 15 bedrijven daarvan zijn bij vijf of meer productievergunningen betrokken. Het bedrijf dat bij het grootste aantal vergunningen betrokken is, is BHP Billiton Petroleum. Het bedrijf dat het vaakst operator is, is echter Esso Australia.

Shell Australia Pty Limited heeft negen actieve productievergunningen (4%) waarvan ze bij één veld ook operator is (Figuur A.2, in Bijlage A). Het aandeel van Shell Australia Pty Limited als operator in het aantal actieve velden is ongeveer 1% (Figuur 2.2). Uit deze figuur blijkt ook dat er meerdere bedrijven zijn die een (veel) groter aandeel hebben dan Shell Australia Pty Limited.

Figuur 2.2 Aandeel van bedrijven in de rol van ‘operator’ bij actieve productievergunningen, Australië, 2020

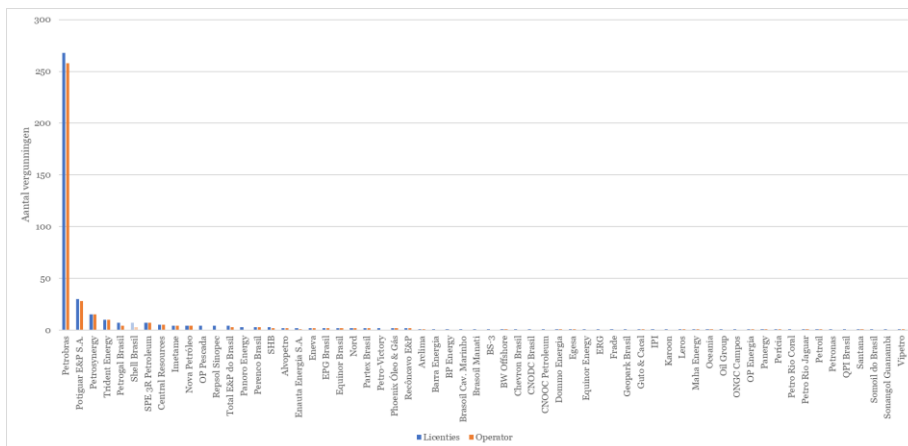


Bron: <https://www.nopta.gov.au/maps-and-public-data/neats-reporting.html>

2.3 Brazilië

De Braziliaanse staatsoliemaatschappij Petrobras was vanaf zijn oprichting in 1953 voor meer dan 40 jaar een monopolist op het gebied van exploratie en productie in de olie- en gassector in Brazilië. Met de liberalisatie van de Braziliaanse upstream olie – en gasmarkt in 1995 werd het monopolie van Petrobras ontbonden. De liberalisatie van de markt zorgde voor een toestroom van investeringen door meerdere upstream spelers en een stijging in de hoeveelheid reserves en productie. Petrobras is echter nog steeds bij veruit het grootste aandeel van de vergunningen betrokken (Figuur 2.3).

Figuur 2.3 Aantal productievergunningen en aantal keren operator, per bedrijf, Brazilië, oktober 2020



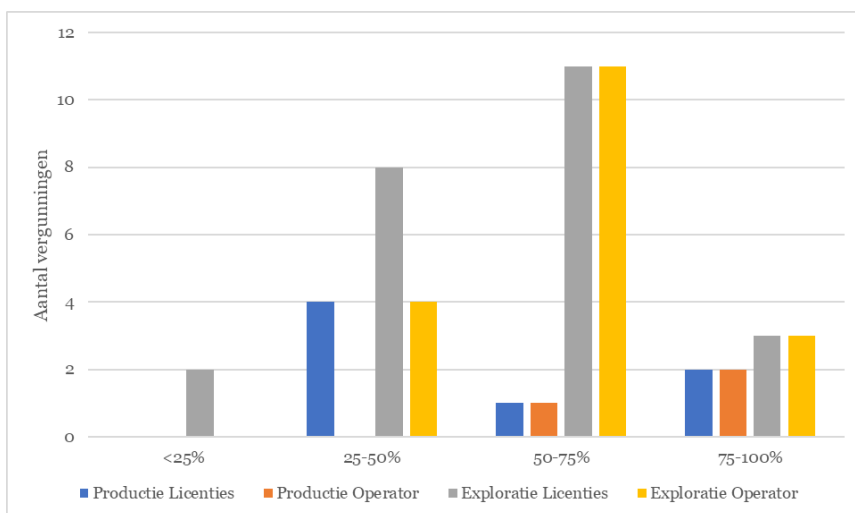
Bron: National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP, 2020).
<http://rodadas.anp.gov.br/en/concessions/concessionaries-list>

Het verdelen van concessies voor olie- en gaswinning over de geïnteresseerde partijen verloopt vanaf de marktliberalisatie via veilingen, uitgevoerd door de National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP). Na de biedrondes voor de olie- en gasblokken starten de winnende concessiehouders met de verkenningsfase (exploratie), en vervolgens met de ontwikkeling en productie van de velden. Daarnaast is de gehele of gedeeltelijke overdracht van exploratie en productie contracten toegestaan, met behoud van het object (te weten het exploratie- of productieblok) en contractuele voorwaarden, en op voorwaarde dat de verkrijger voldoet aan de technische, economische, en wettelijke vereisten (ANP, 2020).

In totaliteit zijn in Brazilië momenteel 61 ondernemingen betrokken bij actieve vergunningen, waaronder Petronas, Potiguar, Petrogal Brazil, Shell Brazil, ExxonMobil, BP, Total, Equinor, Chevron en QPI (Qatar) (Figuur 2.3).

Shell Brasil is een van de voornaamste internationaal werkzame bedrijven in de Braziliaanse upstream met meer dan 30 contracten, waarvan 19 als operator, voornamelijk in de exploratie (Figuur 2.4).

Figuur 2.4 Aantal exploratie- en productievergunningen van Shell Brazil, naar belang (in %) en waarvan actief als operator

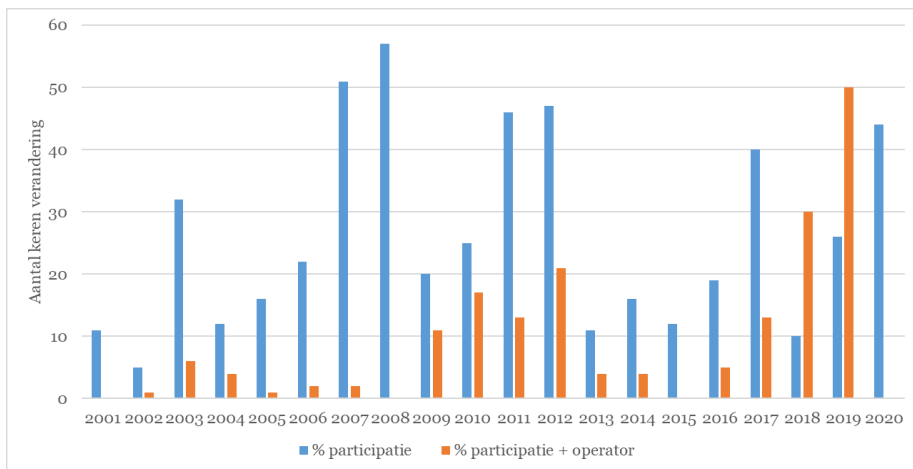


Bron: National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP, 2020).
<http://rodadas.anp.gov.br/en/concessions/concessionaries-list>

Gedurende de looptijd van een vergunning treden er regelmatig verandering op in de samenstelling van de groep van ondernemingen die de vergunning houdt en het bedrijf dat als operator optreedt. Figuur 2.5 laat zien dat veranderingen in de participatie in de afgelopen 20 jaar jaarlijks zo'n 10 tot 50 keer voorkomt, terwijl ook het operator-schap in vergelijkbare frequentie van bedrijf wisselt. Hierbij verwijst een verandering in het % participatie naar een gehele of gedeeltelijke overdracht van eigendom van rechten en verplichtingen die uit het concessiecontract voortvloeien na de

toewijzing van een wijziging in het concessiecontract. De overdracht resulteert in een verandering van de samenstelling in het aandeel dat elk bedrijf heeft in het nieuwe concessiecontract. Een verandering in zowel het percentage participatie als de operator (% participatie + operator) verwijst naar een verandering van de samenstelling in het aandeel dat elk bedrijf heeft in het concessiecontract en een wijziging van de exploitant van het concessiecontract.

Figuur 2.5 Aantal keren dat bij vergunningen verandering optreedt in participatie of bedrijf dat als operator optreedt, Brazilië, 2000-2020



Bron: National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP, 2020).

<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/processos-de-cessao-de-contratos>

2.4 Canada

Olie- en gaswinning in Canada is geconcentreerd in de provincie Alberta. In 2018 vond 82% van de totale Canadese olieproductie in Alberta plaats en in 2019 was dit 71%.¹¹ Vanwege dit grote aandeel en de aanwezigheid van Shell Canada Limited in Alberta, richten we ons wat betreft de organisatie van vergunningen in Canada uitsluitend op Alberta.

Met betrekking tot exploratie en productie van olie waren er in oktober 2020 388 bedrijven met een actieve licentie voor een olieput (inclusief teerzand productielocaties) in Alberta, terwijl het totaal aantal actieve licenties voor een olieput op 16.540 lag (zie Figuur 2.6). Er is een redelijke mate van variatie in het aantal actieve olieputlicenties per bedrijf, waarbij de meeste bedrijven (242 van de 388) tussen de 1 en 10 actieve licenties hebben (Figuur 2.7). Dit toont aan dat er veel verschillende partijen in de markt zijn, waarvan maar een paar ook een groot aantal vergunningen bezitten. Shell Canada Limited had 8 actieve olieputlicenties in Alberta per oktober 2020. Dit zie je ook terug in de productiecijfers. Shell produceerde in 2019 11,5 miljoen vaten olie in Canada,¹² wat ongeveer 0,7% van de totale olieproductie in Canada is.¹³

Het bedrijf dat de meeste vergunningen heeft, is Canadian Natural Resources Ltd. Dit bedrijf is met name actief in de winning van olie en gas in Canada, en daarnaast in het Britse deel van de Noordzee en in offshore gebieden bij Afrika.¹⁴

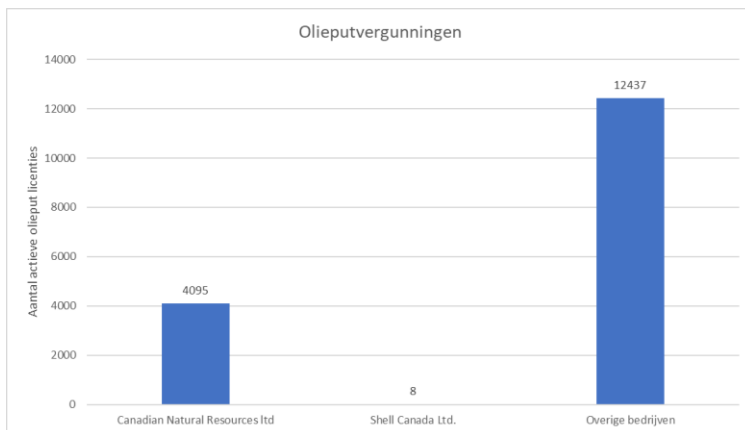
¹¹ <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/20061>.

¹² Bron: Jaarverslag RDS, 2019

¹³ Bron voor totale productie Canada: <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064#L6>

¹⁴ Zie <https://www.cnrl.com/>.

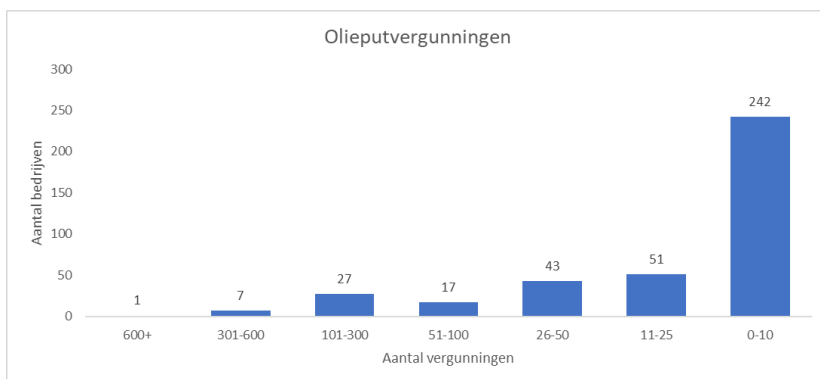
Figuur 2.6 Aantal actieve olieput licenties (inclusief teerzand locaties) per bedrijf, in Alberta, Canada, oktober 2020



Bron:

https://www.petrinex.ca/PD/Documents/PD_Facility_%20Licence_Report.pdf

Figuur 2.7 Het aantal bedrijven met een actieve olieput licentie naar aantal actieve licenties in Alberta, Canada, oktober 2020



Bron:

https://www.petrinex.ca/PD/Documents/PD_Facility_%20Licence_Report.pdf

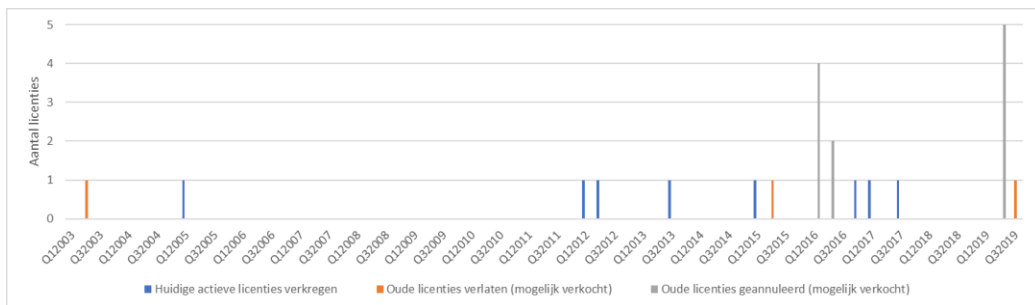
Kijkend naar zowel de actieve als de oude (niet-actieve) licenties van Shell Canada voor een olieput in Alberta, dan ligt het aantal oude licenties (15) hoger dan het aantal actieve licenties (8). Figuur 2.8 toont de status van Shell Canada's olieput licenties, weergegeven op het moment dat die status is ingegaan. De status varieert tussen actief, verlaten en geannuleerd, waarbij het verschil tussen verlaten en geannuleerd normaliter zit in of er überhaupt productie heeft plaats gevonden (verlaten) of niet (geannuleerd). Licenties die zijn verlaten of geannuleerd kunnen zijn verkocht. Zo zijn de geannuleerde licenties in 2016 waarschijnlijk gerelateerd aan de verkoop van licenties voor teerzandwinning door Shell aan Canadian Natural Resources Limited.¹⁵ Ondanks een olieprijs die, op het moment van de transactie, ruim onvoldoende was (<USD50) om teerzandolie winstgevend te kunnen winnen vanwege de hoge winkosten (destijds ca. USD55-95),¹⁶ en het feit dat teerzandolie de meest vervuilende oliewinningstechniek is, lag de transactieprijs voor deze licenties op ongeveer USD7 miljard.¹⁷ Dit wijst erop dat kopende bedrijven verwachtten dat het winnen van teerzandolie in de toekomst wel winstgevend kan worden, anders zouden ze niet bereid zijn dergelijke bedragen voor de licenties te betalen.

¹⁵ Bron: <https://www.trouw.nl/nieuws/shell-verkoopt-teerzanden-in-canada~b10b9fa3/?referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>.

¹⁶ Bron: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/production-cost-and-the-canadian-oil-sands-in-a-lower-price-environment.html>.

¹⁷ Bron: <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2017/shell-divests-oil-sands-interests-in-canada.html>.

Figuur 2.8 Status van huidige en oude olieput licenties van Shell Canada, weergegeven naar de datum waarop de huidige status is ingegaan



Bron:

https://www.petrinex.ca/PD/Documents/PD_Facility_%20Licence_Report.pdf

Bij de exploratie en productie van gas in Alberta ontstaat een relatief vergelijkbaar beeld als bij olie. Er waren er in oktober 2020 294 bedrijven met een actieve licentie voor een gasput in Alberta, terwijl het totaal aantal actieve licenties voor een gasput op 9342 lag. De meeste daarvan waren in handen van Canadian Natural Resources Ltd. (Figuur C.1, Bijlage C). Shell Canada Limited had 90 actieve gasputvergunningen in Alberta per oktober 2020.

Ook hier is een redelijke mate van variatie in het aantal actieve vergunningen per bedrijf, waarbij de meeste (207 van de 294) bedrijven tussen de 1 en 10 actieve vergunningen hebben (Figuur C.2, Bijlage C).

2.5 Maleisië

Sinds 1974, na de introductie van de Petroleum Development Act 1974, zijn de Maleisische olie- en gasbronnen allemaal eigendom van de nationale oliemaatschappij PETRONAS (PWC, 2014). Vóór die datum waren er activiteiten van enkele wereldwijde oliemaatschappijen, die gereguleerd waren door concessieovereenkomsten tussen die oliemaatschappijen en de

deelstaatregering. In 1976 werden de meeste concessieovereenkomsten omgezet in *Production Sharing Contracts* (PSC).

De reserves van Maleisië zijn opgedeeld in productie en exploratie blokken, die door PETRONAS worden aangeboden in een veiling voor potentiële investeerders. Als een bieding is geaccepteerd, krijgt die partij voor een gelimiteerde tijd de exploratierechten in de vorm van een PSC (Rozania et al., 2016). Hoewel biedingen gedaan kunnen worden door één of meerdere partijen, kan maar één bedrijf of joint venture als operator worden aangewezen. Met de concessie verbindt de operator zich ook met een minimaal werk programma dat moet worden uitgevoerd binnen een bepaalde tijd. In de PSC staat vermeld dat de Maleisische staat (in de vorm van PETRONAS) te allen tijde het recht op de koolwaterstofbron behoudt (Rozania et al., 2016)

Volgens de voorwaarden van de PSC's zijn de oliemaatschappijen (zogenaamde 'contractors') verantwoordelijk voor de exploratie, ontwikkeling en productie. Deze contractors dragen de risico's die verband houden met de werkzaamheden in het contractgebied. De vergoedingen voor deze werkzaamheden zijn gebaseerd op een inkomsten-over-kosten-structuur of een gedeelte van de totale olieopbrengsten. Bij een inkomsten-over-kosten PSC krijgt een contractor een groter aandeel in de productie als zijn winstgevendheid laag is en stijgt juist het aandeel van PETRONAS als de winstgevendheid hoog is. (Putrohari et al., 2007)

In augustus 2019 waren er 33 bedrijven actief in de Maleisische olie- en gaswinning, waarvan 21 bedrijven ook actief zijn als operator. Ongeveer 70% van de bedrijven waren afkomstig uit het buitenland en de overige 30% waren binnenlandse investeerders.¹⁸

¹⁸ <https://www.petronas.com/mpm/malaysia-oil-gas-landscape/current-investors>.

2.6 Nederland

Op het Nederlandse continentale plat zijn in 2020 9 ondernemingen actief in de productie van gas (zie Figuur 2.9). Van de in totaal bijna 10 miljard m³ productie komt ongeveer 25% voor rekening van Neptune, ongeveer 20% ieder voor de NAM en Total, ongeveer 10% ieder voor Petrogas en Wintershall en de overige ruim 10% voor 4 andere ondernemingen.

- *Neptune Energy* is een bedrijf dat in 2015 is opgericht met hulp van private-equity financiering en zich richt op gaswinning.¹⁹ Het bedrijf is vooral actief in de Noorse, Britse en Nederlandse delen van het continentaal plat en daarnaast in offshore gas velden van Egypte, Australië en Indonesië.
- De *NAM* is een joint venture van Shell Nederland en ExxonMobil en richt zich uitsluitend op de winning van olie en gas op het Nederlandse territoir en het continentale plat.²⁰
- *Total* is een mondiaal opererend geïntegreerd energiebedrijf dat actief is in upstream, midstream and downstream activiteiten. Het aandeel van de gaswinning in Nederland is ongeveer 1% van de wereldwijde gaswinning door dit bedrijf.²¹
- *Petrogas* is een in Oman gevestigd bedrijf dat gespecialiseerd is in de exploratie en productie van olie en gas.²² Het bedrijf is actief in Oman, Egypte en in het Noordzeegebied van Duitsland, Nederland, Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk.
- *Wintershall* was van origine een onafhankelijke *operator*, maar is zich geleidelijk aan ook gaan bezig gaan houden met exploratie en

¹⁹ Bron: <https://www.neptuneenergy.com/about-us>.

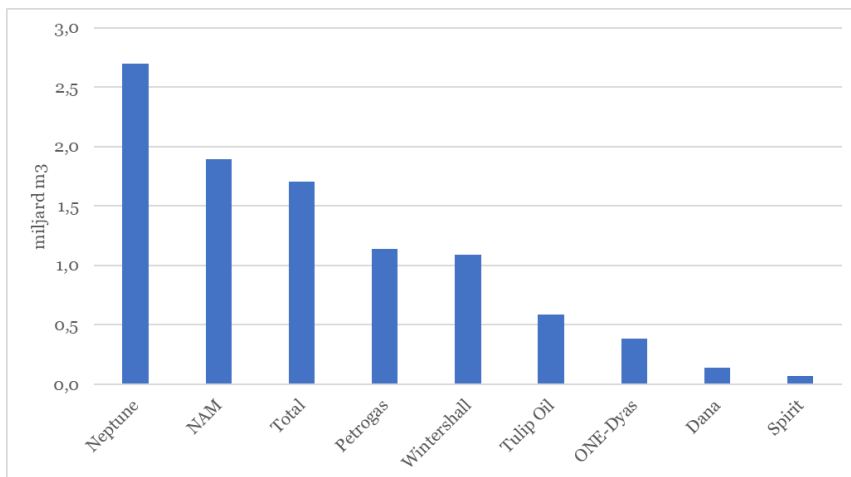
²⁰ Bron: <https://www.nam.nl/>.

²¹ Bron: Total, [Factbook 2019](#).

²² Bron: <https://petrogasep.com/page.aspx?i=202>.

ontwikkeling van velden. Wintershall Noordzee is een joint venture die voor 50% in handen is van Gazprom E&P International.²³

Figuur 2.9 Gasproductie op het Nederlandse continentale plat, per producent, 2019

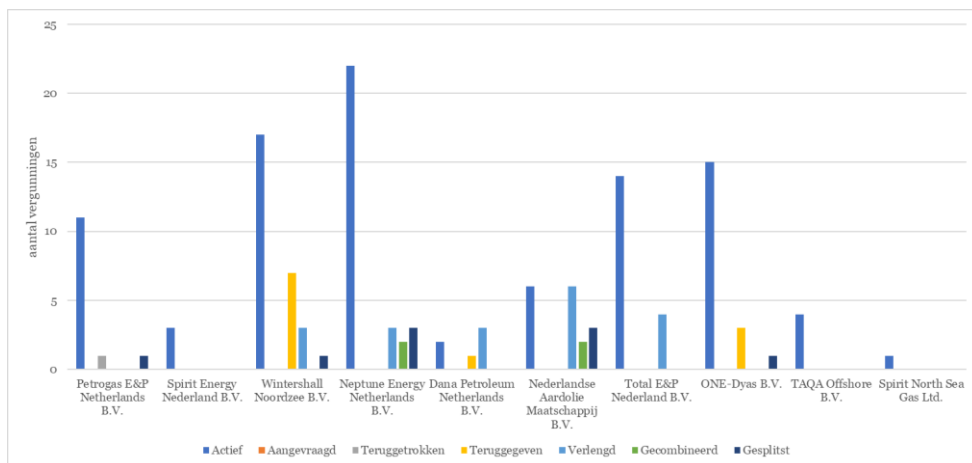


Bron: <https://www.nlog.nl/>

Voor de productieactiviteiten beschikken deze bedrijven over een vergunning van de Nederlandse overheid. Uit Figuur 2.10 blijkt dat de meeste actieve productievergunningen in handen zijn van Neptune. De NAM beschikt nu over 6 lopende vergunningen, terwijl bij 6 andere vergunningen de looptijd is verlengd. Door Wintershall en ONE-Dyas zijn in de loop der tijd productievergunningen teruggegeven aan de Nederlandse overheid.

²³ Bron: <https://petrogasep.com/page.aspx?i=202>.

Figuur 2.10 Aantal vergunningen voor productie op zee, naar bedrijf en status, Nederland, oktober 2020



Bron: <https://www.nlog.nl/>

Voor de exploratie naar olie en gas op het Nederlandse vaste land zijn sinds 1967 23 vergunningen afgegeven. Van ongeveer een kwart daarvan is de looptijd verlengd, grotendeels op verzoek van Vermillion Energy, een van origine Canadees bedrijf dat zich richt op de winning van aardgas (Figuur E.1, Bijlage E). De NAM heeft de meeste van haar exploratievergunningen teruggegeven aan de Nederlandse overheid.

Van de in totaal 51 vergunningen voor productie op het vaste land die sinds 1948 zijn afgegeven, zijn er nog 37 actief, waarvan 18 in handen zijn van Vermillion en 14 in handen van de NAM (Figuur E.2, Bijlage E).

2.7 Nigeria

In Nigeria liggen de meeste blokken voor exploratie en productie in de Niger Delta regio. De federale overheid in Nigeria beschikt over de eigendomsrechten van olie en gas op het gehele Nigeriaanse territorium op

land en zee – in overeenstemming met de Nigeriaanse Petroleum Act van 1969. Dit betekent dat exploitatie van olie- en gasbronnen in Nigeria enkel mogelijk is wanneer een producent/operator beschikking heeft over een licentie of concessie. Er zijn twee typen licenties/concessies die worden uitgegeven aan olie- en gasproducenten in Nigeria: a) *Oil Prospecting License* (OPL) en b) de *Oil Mining License* (OML)

De OPL is een licentie voor exploratieonderzoek in een bepaald geografisch gebied. Voor onshore gebieden wordt een OPL voor 3 jaar verleend, met optie voor een maximale verlening van 2 jaar. Voor ‘offshore’ blokken (in zee en op enige afstand van de kust) is de exploratie periode 10 jaar, bestaande uit twee perioden van 5 jaar die elkaar opvolgen, tenzij er een gebrek aan activiteit door de vergunninghouder in het gebied is. In het geval er hoeveelheden olie of gas worden ontdekt die vatbaar zijn voor commerciële exploitatie, kan enkel de OPL-houder, met toestemming van de Department of Petroleum Resources (DPR), een exploratie licentie converteren naar een OML-productielicentie. Een OML geeft het exclusieve recht op exploratie, productie, en marketingactiviteiten in een bepaald geografisch gebied voor een periode van 20 jaar.

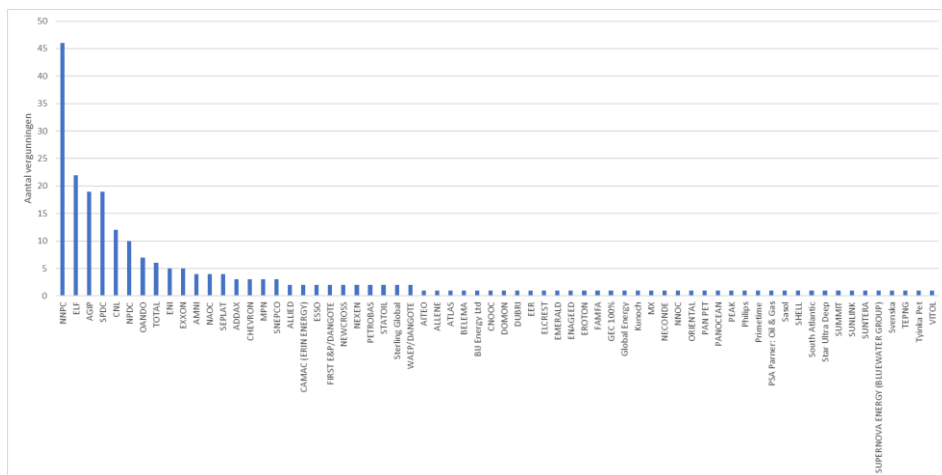
De Nigeriaanse overheid participeert in de exploratie en productie van olie en gas in eigen land via de Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), en doet dit voornamelijk in een setting waarbij de NNPC samenwerkt met andere olie- en gasbedrijven. De NNPC werd opgericht in 1977 en resulteerde in zowel de overname van de commerciële activiteiten van de Nigerian National Oil Corporation (NNOC), als de rol van toezichthouder en regulator van het Federal Ministry of Petroleum Resources. De NNPC is hierdoor bij alle vergunningen betrokken (Figuur 2.11).

In de meeste gevallen participeren contractors met de NNPC in een *Joint Operating Agreement* (JOA) of *Production Sharing Contract* (PSC)

voor de exploratie en productie (E&P) van olie en gas. Een JOA is de meest gangbare *standaard* overeenkomst voor een Joint Venture van de NNPC en 'operator'. Een JOA beschrijft het aandeel van elke partij in het contract, vaak de NNPC en het E&P-bedrijf (de 'operator' of 'contractor'), de belangen en verplichtingen, en de verdeling van eigendom van productiefaciliteiten en andere activa. Een PSC is een contractuele overeenkomst voor exploratie en productie van olie en gas die geldt tussen de NNPC en de het E&P-bedrijf, ofwel de 'contractor'. De contractor draagt hierbij de financiële, technische en operationele risico's van de E&P-operaties in ruil voor winst die overblijft na het betalen van de productiekosten, royalties en andere belastingen. Een ander soort contract is het Sole Risk (SR) contract. In een SR-contract beschikt het E&P bedrijf zelf over de OML of OPL, en betaalt bedrijf royalties en winstbelasting over de olie – en gasproductie aan de Nigeriaanse overheid. De verdeling van OML- en OPL-concessies is 42% PSC, 34% JOA, 23% SR, en 1% service contract (Department of Petroleum Resources Nigeria, 2018).

Er opereren ongeveer 100 bedrijven in de Nigeriaanse upstream sector. Internationale energiebedrijven zijn verantwoordelijk voor meer dan 80 procent van de olie- en gasproductie, waarbij de NNPC meestal een meerderheidsbelang heeft in deze projecten via JOAs en PSCs (Afrinvest, 2019). Shell Nigeria is verantwoordelijk voor ongeveer 40 procent van de olie- en gasproductie in Nigeria. Andere belangrijke internationale oliebedrijven die actief zijn in Nigeria zijn ExxonMobil (Mobil Producing Nigeria en Esso Exploration and Production Nigeria), Total (Total E&P Nigeria Limited en Total Upstream Nigeria Limited), Chevron (Chevron Nigeria Limited), en Eni (Nigerian Agip Oil Ltd.).

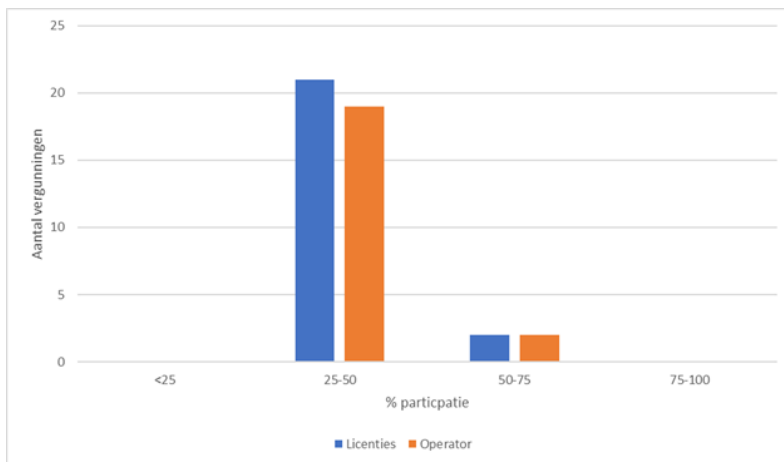
Figuur 2.11 Aantal keren dat bedrijf actief is in productie-vergunning, Nigeria, 2020



Bron: Department of Petroleum Resources Nigeria (2018).
<https://www.dpr.gov.ng/oil-gas-industry-annual-reports-ogiar/>

Shell is momenteel via verschillende ondernemingen bij 23 vergunningen betrokken, waarvan 21 keer als operator (Figuur 2.12).

Figuur 2.12 Aantal productievergunningen waarbij Shell Nigeria betrokken is (via SPDC, SNEPCO of Shell Nigeria)

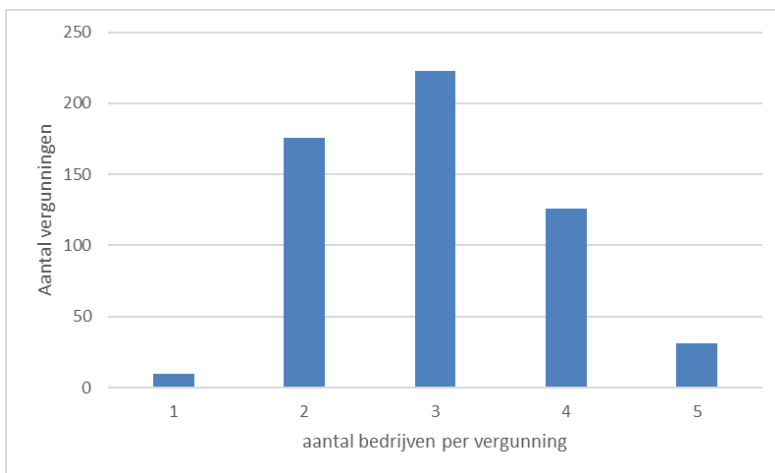


Bron: <https://www.dpr.gov.ng/oil-gas-industry-annual-reports-ogiar/>

2.8 Noorwegen

In Noorwegen wordt olie en gas gewonnen in het Noorse continentale plat. In 2020 hebben 35 ondernemingen een productievergunning. Uit het feit dat ondernemingen meer productielicenties hebben dan het aantal velden waarop ze de operator zijn, blijkt dat ondernemingen vaak samen in licenties zitten. In totaliteit zijn er nu 566 actieve productievergunningen, en bij vrijwel allemaal zijn er minimaal 2 bedrijven betrokken (zie Figuur 2.13).

Figuur 2.13 Aantal bedrijven per actieve productievergunning, Noorwegen, oktober 2020



Bron: <https://factpages.npd.no/en>

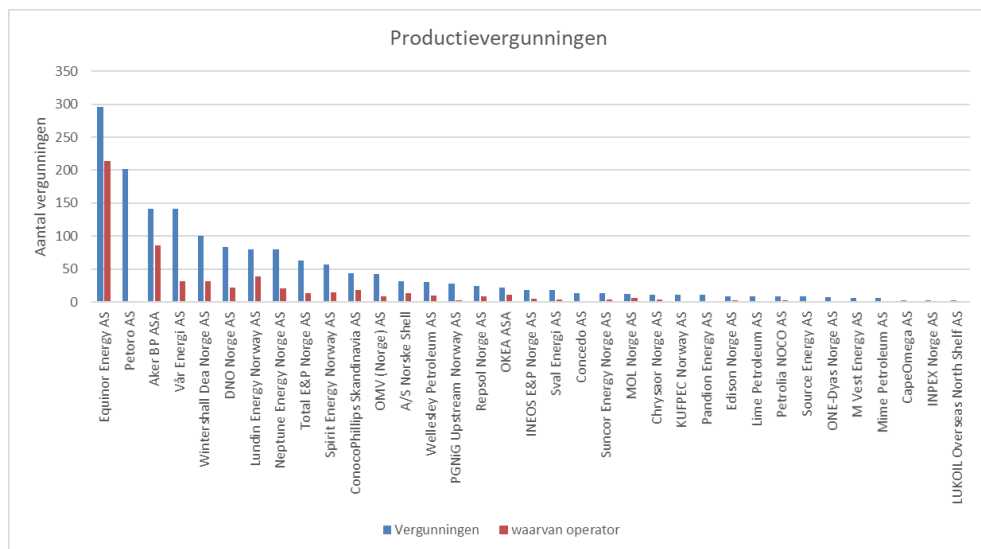
De grootste speler in het Noorse continentale veld is Equinor dat 296 productielicenties heeft en 214 keer de operator is (zie Figuur 2.14). Equinor heette voorheen Statoil toen het nog volledig in handen van de Noorse staat was.²⁴ In 2001 is de onderneming gedeeltelijk geprivatiseerd en nu heeft de Noorse staat nog een aandeel van ongeveer 70%.

De onderneming die op de tweede plaats staat wat betreft het aantal actieve productievergunningen, Petoro, is bij geen enkele vergunning operator. Deze onderneming vertegenwoordigt het Noorse staatsbelang via de financiële deelname.²⁵

²⁴ Bron: <https://www.equinor.com/>.

²⁵ Zie <https://www.petoro.no/home>.

**Figuur 2.14 Aantal productievergunningen per bedrijf,
Noorwegen, oktober 2020**

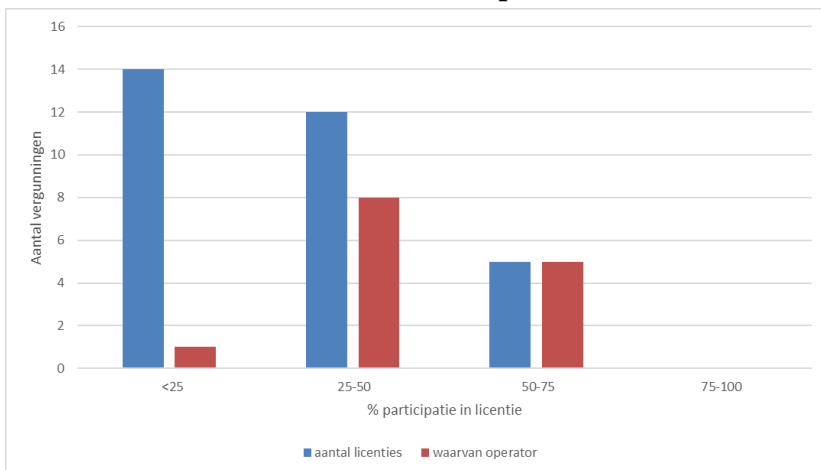


Bron: <https://factpages.npd.no/en>

Norske Shell zit in de middenmoot in termen van het aantal licenties. Het heeft een belang bij 31 productielicenties en is in 14 gevallen de operator. In bijna de helft van alle productielicenties van Norske Shell is het aandeel minder dan 25% (Figuur 2.15). In ongeveer 1 op de 3 gevallen is het aandeel tussen de 25 en 50% en in ongeveer 1 op de 6 gevallen belooft het aandeel tussen de 50 en 75%.²⁶ Bij de productievergunningen waarbij het aandeel van Norske Shell relatief gering is, is Norske Shell vrijwel nooit de operator van het veld.

²⁶ In de meeste gevallen bedraagt het aandeel 50 of 60%.

Figuur 2.15 Aantal productievergunningen van A/S Norske Shell, en waarvan Norske Shell operator is

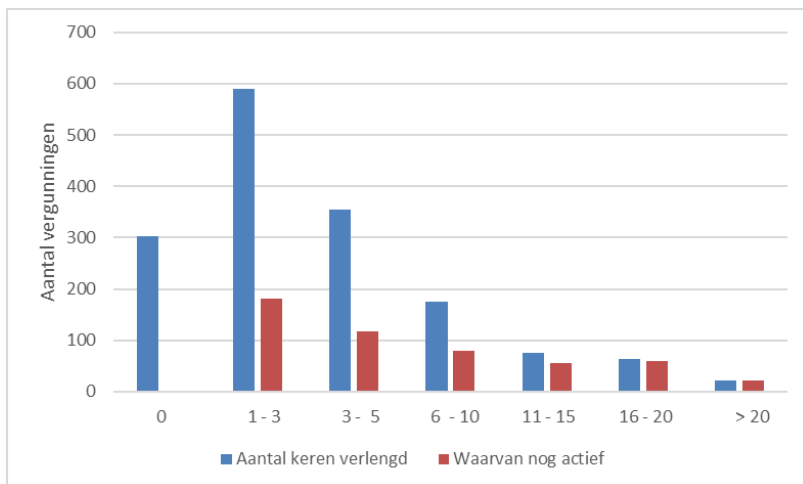


Bron: <https://factpages.npd.no/en>

Van alle 433 door Norske Shell verkregen productielicenties sinds 1970, was dit bedrijf in 181 van de gevallen ook operator (dus 40% van de gevallen) (Figuur G.1, in Bijlage G). Alle productielicenties die tot en met 2016 zijn verkregen, zijn inmiddels verlopen. De 31 huidige productievergunningen zijn dus allen sinds 2017 verkregen, waarvan het leeuwendeel in 2019 (14 stuks). Van de 50 productielicenties die in 2018 zijn verkregen, zijn inmiddels 44 beëindigd.

Productievergunningen in Noorwegen hebben een bepaalde levensduur, maar deze duur kan worden verlengd. Uit Figuur 2.16 blijkt dat het verlengen van vergunningen veelvuldig voorkomt. Bij bijna 200 van de nu actieve productievergunningen is de looptijd in het verleden 1 tot 3 keer verlengd.

Figuur 2.16 Aantal actieve productievergunningen naar mate waarin de doorlooptijd in het verleden is verlengd, Noorwegen

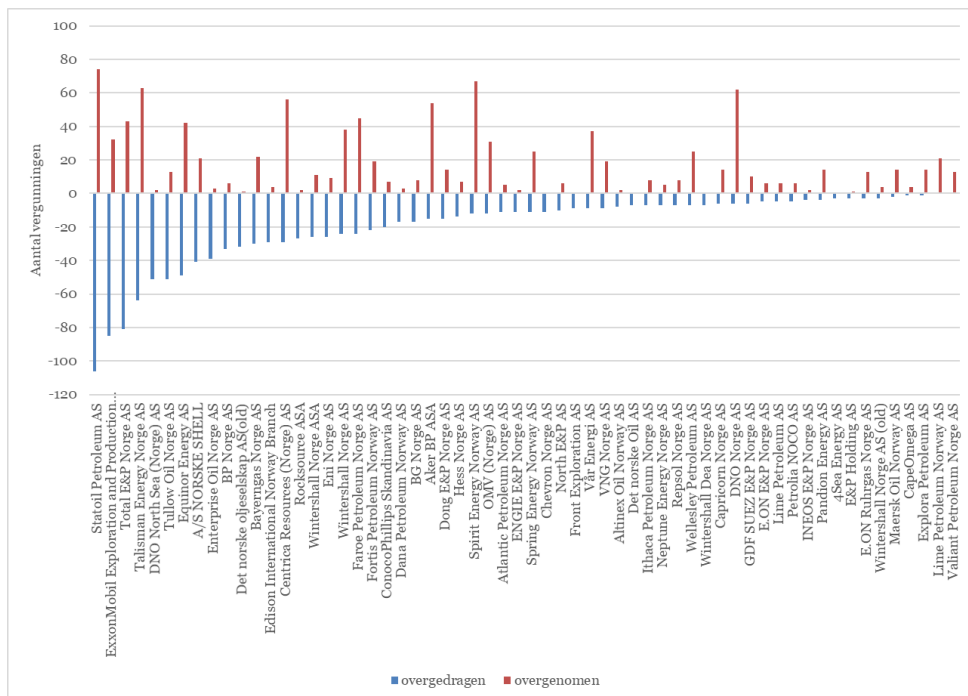


Bron: <https://factpages.npd.no/en>

Productievergunningen kunnen ook worden overgedragen aan andere ondernemingen. In de periode sinds 2010 heeft Statoil Petroleum/Equinor haar aandeel in ruim 100 vergunningen overgedragen aan een of meerdere andere ondernemingen, terwijl het bij bijna 80 vergunningen een aandeel van een of meerdere andere ondernemingen heeft overgenomen (zie Figuur 2.17). Voor Norske Shell gaat het om 41 deelvergunningen die naar een andere onderneming zijn overgedragen en om 21 deelvergunningen die zijn overgenomen.

Uit de figuur blijkt ook dat er ondernemingen zijn die per saldo meer (deel)vergunningen hebben overgenomen, dan hebben overgedragen, wat zou kunnen betekenen dat deze ondernemingen hun productie hebben doen toenemen. Hieruit blijkt dat zich een verschuiving heeft voorgedaan in de samenstelling van de bedrijven die actief zijn in de olie- of gaswinning.

Figuur 2.17 Aantal overgedragen en overgenomen (participaties in) productievergunningen, per bedrijf, totaal sinds 1967, Noorwegen



Bron: <https://factpages.npd.no/en>

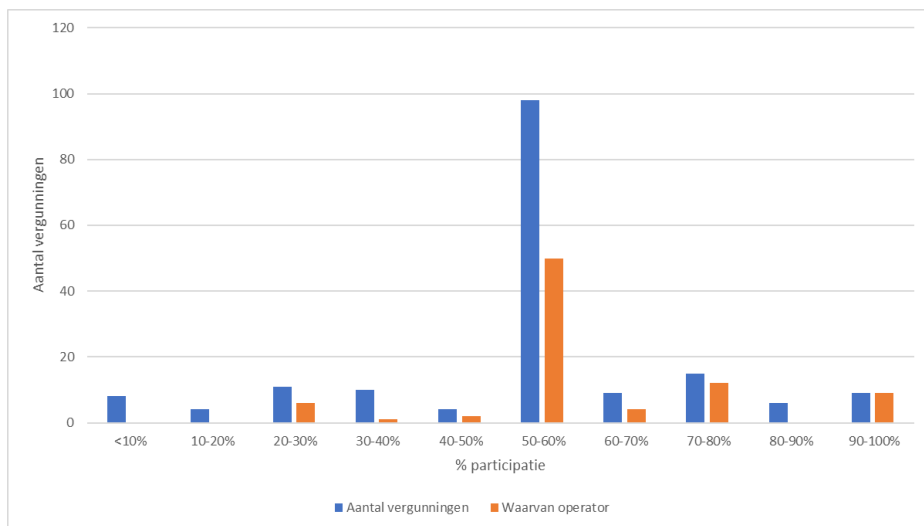
Van de 41 productielicenties die door Norske Shell zijn overgedragen, hadden er 25 betrekking op een aandeel van kleiner dan 25% (zie Figuur G.2, in Bijlage G). Van de 21 productielicenties die door Norske Shell zijn overgenomen, hadden er 15 betrekking op een aandeel kleiner dan 25%. Ook voor Statoil geldt een vergelijkbaar patroon in overdrachten en overnames van productievergunningen.

2.9 Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk (VK) is Shell actief via een aantal ondernemingen: Enterprise Oil Middle East Limited, Shell Clair UK Limited, Shell UK North Atlantic Limited, Shell EP Offshore Ventures Limited, Shell UK Limited, Enterprise Oil Limited, BG Great Britain Limited, BG International Limited en Shell Upstream Overseas Services Limited.

In totaliteit hebben deze ondernemingen in het VK in 2020 174 productievergunningen, waarbij het in de meerderheid van de gevallen gaat om een aandeel van 50-60% (zie Figuur 2.18). In ongeveer de helft van alle vergunningen is Shell ook de operator.

Figuur 2.18 Aantal productievergunningen waarbij Shell in het VK actief is in 2020, naar percentage participatie, en waarvan actief als operator

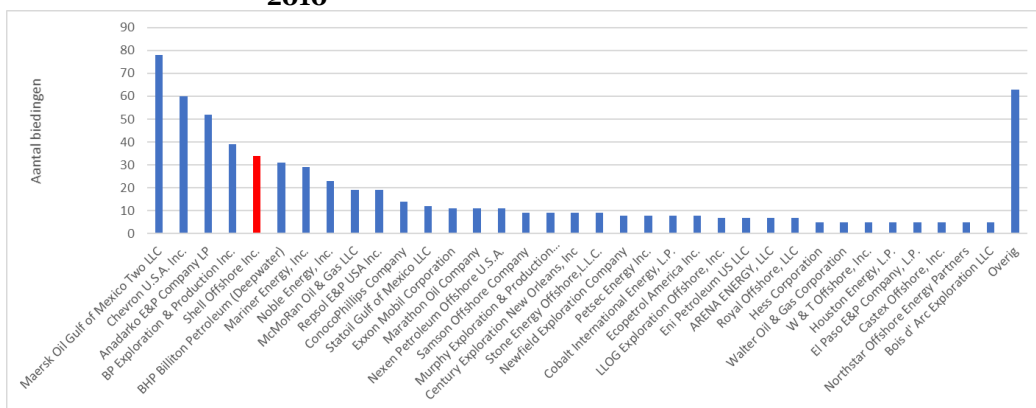


Bron: Oil & Gas Authority, <https://www.ogauthority.co.uk/>

2.10 Verenigde Staten

Een belangrijk gebied voor de oliewinning in de Verenigde Staten (VS) is de golf van Mexico. De federale overheid hanteert daar een veilingssysteem voor de allocatie van vergunningen voor de oliewinning. Bij deze veilingen zijn een groot aantal bedrijven betrokken, zoals uit Figuur 2.19 blijkt. Deze figuur geeft weer welke ondernemingen betrokken waren bij een willekeurige veiling, namelijk die op 17 maart 2010 is gehouden, en het aantal biedingen dat zij hebben gedaan.

Figuur 2.19 Aantal keren dat bedrijf bod heeft uitgebracht op een deel van een vergunning, Golf van Mexico, 17 maart 2010



Bron: <https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Leasing/Regional-Leasing/Gulf-of-Mexico-Region/Lease-Sales/213/brb213.pdf>

Op deze specifieke veiling werden er 469 velden aangeboden. In totaal werden er 645 biedingen uitgebracht door 67 verschillende bedrijven, wat gemiddeld een kleine 10 biedingen per bedrijf waren. Het grootste aantal biedingen waren door Maersk Oil Gulf of Mexico Two LLC (78), Chevron

U.S.A. Inc. (60), Anadarko E&P Company LP (52), BP Exploration & Production Inc. (39) en Shell Offshore Inc. (34).

2.11 Conclusies

Uit het overzicht van de feitelijke gang van zaken rondom de bijdragen van bedrijven aan de exploratie en productie van olie en gas uit een reeks van landen, komt het volgende beeld naar voren (zie Tabel 2.2).

Tabel 2.2 Conclusies met verwijzing naar onderliggende Observaties

| Conclusie | Gebaseerd op volgende observaties (Figuur-nummers) |
|---|---|
| Per gebied zijn vaak een groot aantal bedrijven actief, die nogal verschillend van karakter kunnen zijn (zoals integrale energiebedrijven, gespecialiseerde gas/olie bedrijven met <i>private equity</i> financiering, staatsbedrijven), terwijl de bedrijven ook uit diverse landen afkomstig kunnen zijn. | Voor aantal bedrijven per gebied, zie bijv. Figuren 2.1, 2.3, 2.7, 2.9, 2.10, 2.11, 2.14, 2.19, A.1, A.2, C.1, C.2, E.1, E.2. Voorbeelden van bedrijven met verschillende karakters: Petronas en NPCC (staatsbedrijven), Equinor en Petrobras (gedeeltelijke staatsbedrijven), Shell en Exxon (integrale energiebedrijven), Vermilion Energy en BHP Billiton (upstream producenten), Neptune (upstream producent met <i>private equity</i> financiering), Petoro (publieke investeerder zonder fysieke activiteiten). |
| Veel bedrijven zijn in meerdere landen actief. Ook als bedrijven hun thuisbasis hebben in het land van herkomst en daar de meeste opbrengsten realiseren, zijn veel bedrijven ook nog in andere delen van de wereld actief. | Enkele voorbeelden: BHP Billiton, (zie Par. 2.2, 2.10) Canadian Natural Resources (zie Par. 2.3), Exxon Mobil (zie bv. Par. 2.2, 2.3, 2.6, 2.9), Wintershall (zie Par. 2.6, 2.8), Total (zie bv. Par 2.3, 2.6). |

Bedrijven zijn bij grote aantallen vergunningen betrokken, waarbij het gebruikelijk blijkt te zijn dat men maar voor een deel een belang in een vergunning heeft.

Voor aantal vergunningen per bedrijf, zie bijv. Fig. 2.1, 2.3, 2.7, 2.10, 2.11, 2.13, 2.14, 2.18. Het feit dat het belang in een vergunning vaak gedeeltelijk is blijkt bijv. uit Fig. 2.2, 2.4, 2.12, 2.13, 2.15, 2.18.

Dit betekent ook dat bij veel van die vergunningen de bedrijven niet als uitvoerder (operator) actief zijn, maar wel een financieel belang hebben.

Zie Fig. 2.1, 2.3, 2.4, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.18.

Vergunningen voor de exploratie en productie hebben doorgaans een eindige duur, soms heel kort (minder dan een jaar), soms meer dan 10 jaar. Het blijkt gebruikelijk te zijn dat bedrijven de duur van een vergunning verlengen.

Zie Fig. 2.8, 2.10 2.12, 2.16.

Bedrijven brengen geregeld veranderingen aan in het portfolio aan participaties in vergunningen. Dit gebeurt door vergunningen al dan niet te verlengen en door participaties in vergunningen aan andere bedrijven over te dragen of van andere bedrijven over te nemen.

Zie Fig. 2.5, 2.16, 2.17.

3. Beleid van overheden voor olie- en gasreserves

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we de vraag wat overheden zullen doen, wanneer een bedrijf dat een vergunning voor de winning van olie of gas heeft, geen verdere activiteiten ontplooit en de vergunning evenmin aan andere bedrijven overdraagt. Deze vraag wordt beantwoord door te onderzoeken welke voorwaarden overheden opleggen bij het verlenen van exploratie- en productievergunningen. Daarnaast is het relevant te bepalen wat de doelstellingen van overheden zijn bij het geven van exploratie- en productievergunningen of het aangaan van andere productieovereenkomsten. Een indicatie voor het belang van olie- en gaswinning voor afzonderlijke landen kan worden afgeleid uit het belang van inkomsten daaruit voor de nationale economie en/of de overheidsfinanciën.

In dit hoofdstuk bespreken we deze vragen voor dezelfde groep landen en regio's als die in het vorige hoofdstuk zijn onderzocht, met als kanttekening dat niet voor alle landen en regio's dezelfde type informatie eenvoudig te vinden is. De beantwoording verschilt daarom per land. Tabel 3.1 geeft een overzicht van de verschillende aspecten van de deelvraag en de verzamelde informatie.

Tabel 3.1 Verzamelde informatie voor beantwoording van vraag hoe landen zullen reageren als een bedrijf inactief wordt op een exploratie- of productievergunning

| Aspect | Type informatie |
|--|---|
| Doelstelling van overheden bij vergunningverlening | Overheidsdoelstelling ten aanzien van olie- en gaswinning |
| Directe gevolgen van inactiviteit | Mate waarin overheden voorschrijven dat bedrijven actief moeten blijven en wat gevolgen zijn van inactiviteit |
| Belang van olie- en gaswinning voor landen | Aandeel van inkomsten uit olie- en gaswinning voor economie en schatkist overheid |

3.2 Australië

Het systeem van vergunningverlening bij olie- en gaswinning in Australië is er op gericht om de vergunninghouders zoveel mogelijk opbrengsten te laten genereren.²⁷ Om dit doel te bereiken worden aan exploratie- en productievergunningen allerlei voorwaarden gesteld.

²⁷ Dit blijkt onder meer uit het statement van de overheid dat de exploratievergunning wordt uitgegeven aan een partij die “een exploratie strategie en werk programma indient die de beoordeling en het begrip aanzienlijk zullen bevorderen van het aardoliepotentieel van het gebied”. Zie bijvoorbeeld: offshore petroleum exploration guideline, beschikbaar op <https://www.nopta.gov.au/guidelines-and-factsheets/offshore-petroleum-guidelines.html>.

Als een potentiële vergunninghouder zijn bod op een exploratievergunning voor een bepaald blok²⁸ uitbrengt, moet hij daar ook het volledige werkprogramma in specificeren. Als de vergunninghouder tijdens de periode van zijn exploratieactiviteiten niet de verplichtingen van het werkprogramma nakomt, heeft de Australische overheid het recht om de vergunning te annuleren.²⁹

Elk werkprogramma bestaat uit 6 jaar, onderverdeeld in 2 termijnen van 3 jaar. De eerste termijn bestaat uit één periode van 3 jaar en de tweede termijn uit 3 afzonderlijke jaren. Alle activiteiten die per periode zijn gespecificeerd moeten afgerond worden in dat jaar.

De National Offshore Petroleum Titles Administrator (NOPTA) maakt alle beslissingen omtrent de overdracht en verkoop van vergunningen. Ook het aanpassen en creëren van een belang (d.w.z. een aandeelhouder toevoegen) in een bestaande vergunning wordt door NOPTA beoordeeld. Bij alle overdrachten moet er een standaard vergoeding worden betaald.³⁰

Hoewel het systeem van vergunningen in Australië gericht is op het bevorderen van opbrengsten uit olie- en gaswinning door producenten, worden er door de Australische overheden relatief weinig inkomsten hieruit gerealiseerd. Vanwege het toegepaste systeem van interne verrekenprijzen maken olie- en gasbedrijven in Australië weinig (fiscale) winst, waardoor ze ook weinig vennootschapsbelasting aan de Australische overheid betalen (Kraal et al., 2020). Daarnaast worden er weinig royalty's afgedragen.³¹

²⁸ Een blok is een door de overheid aangewezen (potentieel) productiegebied, waarvoor 1 vergunning nodig is. Een blok kan bestaan uit meerdere velden.

²⁹ Dit recht staat beschreven in de 'Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006'. Beschikbaar op: <https://www.legislation.gov.au/Details/C2020C00189>.

³⁰ Transfers and dealings guideline, NOPTA, beschikbaar op: <https://www.nopta.gov.au/guidelines-and-factsheets/offshore-petroleum-guidelines.html>.

³¹ In een artikel in [The West Australian](#) wordt het voorbeeld genoemd van het Japanse energiebedrijf Inpex dat gedurende een periode van 30 jaar voor 195 miljard aan LNG gaat exporteren en daarover geen belastingen op basis van het Federal Petroleum Resource Rent (PRRT) hoeft te betalen.

3.3 Brazilië

In 2006/2007 werden grote hoeveelheden olie en gas ontdekt in de Braziliaanse Campos and Santos bassins. Deze offshore gelegen bassins zijn zogenoemde ‘pre-salt’ gebieden, omdat de olie en gas zich onder een zoutlaag bevinden. De ontdekking betekende een verdubbeling van de oliereserves in Brazilië. De ‘pre-salt’ is momenteel verantwoordelijk voor meer dan 60% van de olie- en gasproductie in Brazilië (ANP, 2019).

In de Pre-Salt Wet van 2010 (Brazilian Law No. 12351/2010) introduceerde Braziliaanse overheid het ‘production sharing’ regime voor de ‘pre-salt’ en andere strategische gebieden, naast het tot dan toe bestaande *concession regime* voor de reguliere gebieden (alle sedimentaire bekkens exclusief ‘pre-salt en strategische gebieden) – wat heeft geresulteerd in het zogeheten ‘mixed regulatory regime’ (Lais and Virginia, 2018; ANP, 2020).

Het Concession Agreement (CA) bestaat uit twee stadia: exploratie en productie. De duur van de exploratiefase varieert en is afhankelijk van het tender protocol; de productiefase duurt 27 jaar. In het concessie regime is de contractor verantwoordelijk voor de financiële en operationele risico’s en investeringen in exploratie en productie. Als de contractor commerciële hoeveelheden olie of gas vindt, krijgt deze het recht om het gebied te ontwikkelen en productie te commercialiseren. Een concessie wordt verleend op basis van de *signature bonus* en ‘*minimum exploratory program (MEP)*’ volgens de normen van het tender protocol.

De *signature bonus* beschrijft de hoeveelheid die betaald wordt aan de Braziliaanse federale overheid voor het tekenen van de concessie. De MEP beschrijft de (verplichte) geplande exploratieactiviteiten die het bedrijf gaat uitvoeren in het gebied, onder andere het aantal olieputten die geboord gaan worden. De concessiehouder zal een financieel onderpand bij de ANP aanhouden. Wanneer een concessiehouder zich niet houdt aan de afspraken

in de MEP zal de houder een boete krijgen die gelijk is aan de *non-performed MEP*, anders wordt de concessie ingetrokken (ANP). De concessiehouder zal het aandeel aan de Braziliaanse overheid betalen uit de *signature bonus, royalties*, de betalingen voor de bezetting van het concessiegebied, en, in het geval dat het veld grote hoeveelheden olie of gas produceert, ‘special participation’ gelden.

Het *Production Sharing Agreement* (PSA) geldt voor de *pre-salt* en andere strategische gebieden en bestaat net zoals het reguliere concessiecontract uit een exploratie en productiefase. De duur van het contract is maximaal 35 jaar, zonder onderscheid te maken tussen jaren voor exploratie en productie. In het *production sharing regime* bepaalt de CNPE (National Energy Policy Council) of de olie- en gasblokken worden geveild of dat deze blokken aan Petrobras worden toegekend (een direct hire).

In beide gevallen geldt het *production sharing regime*. In dit regime wordt overgebleven winst uit productie (‘*exceeding oil*’) verdeeld tussen het bedrijf of consortium en de Braziliaanse overheid. Hierbij is *exceeding oil* gelijk aan de totale inkomsten uit productie minus de kosten van exploratie- en productieoperaties inclusief *royalties* (‘*oil cost*’). Het consortium dat in het veiligsproces het hoogste percentage *exceeding oil* (zogenoemde *profit oil*) biedt aan de Braziliaanse overheid, wint de veiling. In 2013 kwam het eerste *Production Sharing Agreement* (PSA) tot stand tussen het consortium van Petrobras, Shell, CNPC, en CNOOC, en de Braziliaanse federale overheid dat een percentage *exceeding oil* van 41.65 procent kreeg. In een Transfer Of Rights heeft Petrobras een 100 procent aandeel in de exploratie- en productieoperaties op een concessie – en heeft deze concessie een productielimiet van maximaal 5 miljard vaten olie.

3.4 Canada (Alberta)

In Alberta worden licenties voor olie- en gasexploratie/productie op publiek provinciaal land (zo'n 88% van het oppervlak) geveild op openbare veilingen van de provinciale overheid. Deze veilingen worden aangekondigd in een 2-jarig schema, en de te veilen porties land worden 2 maanden voor de veiling aangekondigd.³² De hoogste bieder in termen van een maandelijks huur verkrijgt in principe een licentie voor een initiële termijn van 2, 4 of 5 jaar, afhankelijk van de specifieke regio binnen Alberta.

Om een licentie te behouden na de initiële termijn dient de licentiehouder een olie- of gasput te hebben geboord.³³ Als hier niet aan is voldaan, verliest de houder de licentie. Als er met succes een put is geboord, dan wordt de licentie gecontinueerd met een 5-jarige 'tussentijdse' termijn. In deze periode dient de licentiehouder aan te tonen dat de olie- en gasactiviteiten productief zijn. Als hier niet aan is voldaan, verliest de houder de licentie aan het einde van de tussentijdse termijn.³⁴

Als de houder kan aantonen dat zijn activiteiten productief zijn, wordt de licentie verlengd voor onbepaalde tijd. Voor het behouden van de licentie dienen de activiteiten productief te blijven. Dit wordt regelmatig gecontroleerd door de Alberta Energy Regulator (AER), het regulerende orgaan voor olie- en gasactiviteiten in Alberta³⁵. Een gebrek aan productiviteit kan dienen als basis voor de AER om een licentie voor onbepaalde tijd te beëindigen.

³² Zie: <http://www.energy.alberta.ca/>.

³³ Zie Alberta's Oil and Gas Tenure 2009, beschikbaar op: <https://open.alberta.ca/dataset/ce4d758b-a3ec-49cd-b660-4a5c429f182d/resource/4952377b-14c5-4759-9a65-663ba41505c4/download/tenurebrochure.pdf>.

³⁴ Een precieze omschrijving mist in Alberta's Oil and Gas Tenure 2009, er staat: "If, at the end of that year, the holder again fails to prove productivity, the lands will expire and revert to the Crown".

³⁵ <https://www.aer.ca/>.

Naast het geboden bedrag voor de licentie dienen licentiehouders die succesvol zijn in het produceren van olie of gas, een deel van hun omzet uit de verkoop af te dragen aan de overheid van Alberta. De hoogte van deze zogenaamde royalty's hangt af van, onder andere, prijzen voor olie en/of gas en het productieniveau. Bij een olieprijs van bijvoorbeeld 60 (Canadese) dollar/vat, bedraagt de af te dragen royalty 25% van de netto opbrengsten. Dit percentage kan toenemen tot 40% bij hogere olieprijsen. Deze relatie tussen tarieven en olieprijsen, maken dat de ontvangsten door de overheid van Alberta sterk samenhangen met de hoogte van de olieprijs. In 2014, toen de olieprijs ongeveer 100 dollar/vat bedroeg, waren de ontvangsten uit royalty's uit oliewinning 6,1 miljard dollar, terwijl die in 2016 daalden tot 0,8 miljard dollar omdat de olieprijs gedaald was tot onder de 40 dollar/vat.³⁶

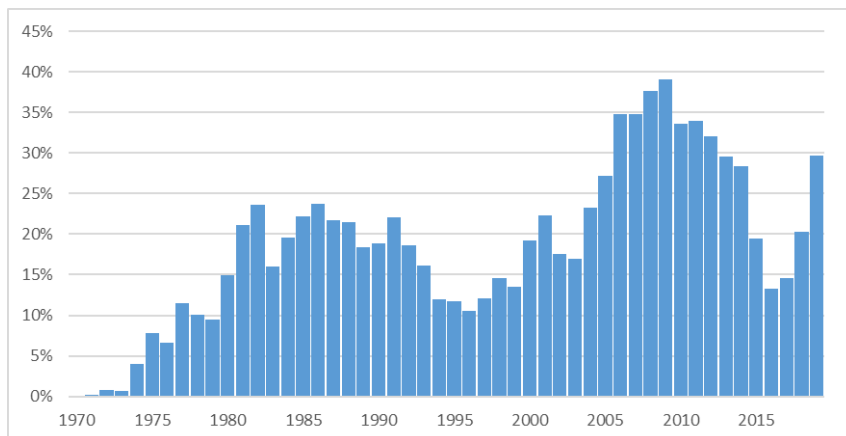
3.5 Maleisië

De opbrengsten vanuit directe en indirecte belastingen op de winning van olie en gas in Maleisië vormen een belangrijk aandeel in de overheidsinkomsten (zie Figuur 3.1). Sinds de oprichting van het staatsbedrijf PETRONAS in 1974, is er een duidelijke stijging van het aandeel van baten vanuit olie en gas te zien in de opbrengsten kant van de overheidsbegroting. Het systeem van *Production Sharing Contracts* (PSC) Maleisië is er op gericht om het risico bij het staatsoliebedrijf PETRONAS zoveel mogelijk weg te nemen en winst voor de staat te maximaliseren.³⁷

³⁶ Bron: [https://www.alberta.ca/royalty-oil-sands.aspx#:~:text=During%20the%20pre%2Dpayout%20period%20the%20royalty%20rate%20is%201,barrel%20\(see%20Figure%201\).](https://www.alberta.ca/royalty-oil-sands.aspx#:~:text=During%20the%20pre%2Dpayout%20period%20the%20royalty%20rate%20is%201,barrel%20(see%20Figure%201).)

³⁷ Citaat: "The PSC fiscal terms today are tailored to match the opportunity, providing optimum sharing of the profit oil and profit gas between PETRONAS and investors" (<https://www.petronas.com/mpm/malaysia-oil-gas-landscape/fiscal-regime>).

Figuur 3.1 Aandeel van baten uit winning van olie en gas in Maleisische staatinkomsten, 1970-2019^{38 39}



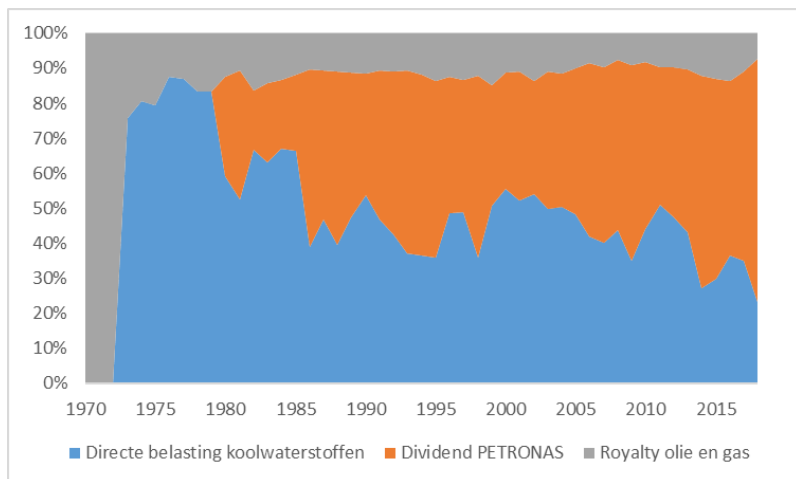
Bron: <https://www.treasury.gov.my/index.php/en/economy/economic-data.html>

De baten uit olie- en gaswinning worden door het ministerie van Financiën onderverdeeld in 3 categorieën: directe belastingen op de winning van koolwaterstoffen, dividend van het staatsbedrijf PETRONAS en royalty's over olie en gas. Waar dit aanvankelijk alleen maar opbrengsten waren vanuit royalty's, deden na de Petroleum Act 1974 de belastingen hun intrede (zie Figuur 3.2). Sinds 1981 ontvangt de staat dividend van het staatsbedrijf PETRONAS, wat ook verantwoordelijk is voor een significant deel van de staatsopbrengsten.

³⁸ Berekend als totale opbrengsten staat gerelateerd aan koolwaterstofwinning, gedeeld door totale staatsinkomsten.

³⁹ Cijfers voor 2018 en 2019 zijn schattingen.

Figuur 3.2 Opbouw Maleisische overheidsbaten uit winning olie en gas, 1970-2019⁴⁰



Bron: <https://www.treasury.gov.my/index.php/en/economy/economic-data.html>

3.6 Nederland

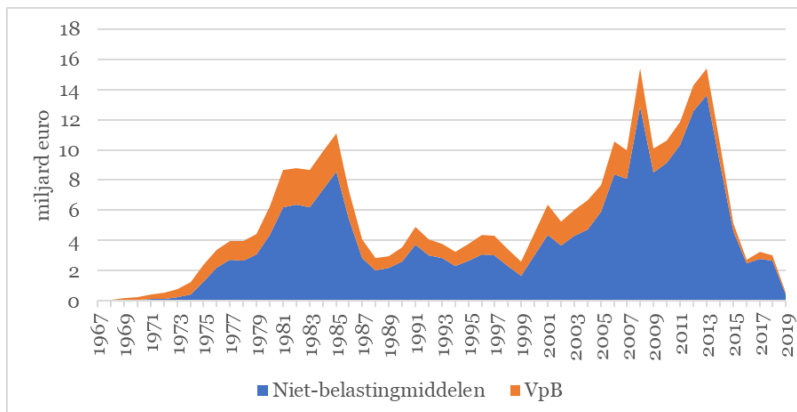
Na de vondst van het gasveld in de provincie Groningen, zijn door de overheid en het bedrijfsleven (Shell en ExxonMobil) afspraken gemaakt over de winning en de verdeling van de opbrengsten daaruit, als onderdeel van het zogenaamde Gasgebouw. Deze afspraken hebben betrekking op de zogenaamde niet-belastingmiddelen voor de overheid, dat wil zeggen overheidsinkomsten die niet voortkomen uit de reguliere (vennootschaps)belasting. Doordat de gasprijs gekoppeld werd aan de olieprijs, en de olieprijs in de jaren '70 van de vorige eeuw sterk steeg, leidde dit een sterke stijging van de gasbaten voor de overheid (zie Figuur 3.3). Na de daling van de olieprijs medio jaren '80, daalden de gasbaten ook weer, maar bleven nog wel ca. 4 miljard euro per jaar. De hoge olie- en gasprijzen

⁴⁰ Cijfers voor 2018 en 2019 zijn schattingen.

rond 2012 leidde tot een nieuwe piek in de gasbaten. Na de daling in deze prijzen plus de vermindering van de gaswinning uit het Groningen-gasveld vanaf 2015 bedragen de gasbaten momenteel minder dan 1 miljard euro.

In het genoemde Gasgebouw zijn niet alleen afspraken gemaakt over de verdeling van de winst uit de gaswinning, maar ook over de productieniveaus. Een onderdeel daarvan was het zogenaamde kleine-veldenbeleid, dat bedrijven die op de Noordzee en op andere locaties op het vaste land gas produceerden, de garantie gaf dat hun gas te allen tijde konden aanbieden aan Gasunie, en later GasTerra. Als tegenprestatie moesten deze bedrijven zich houden aan afgesproken hoeveelheden gasproductie, zodat de Gasunie (en later GasTerra) daarvoor lange-termijn afzetcontracten kon sluiten.

Figuur 3.3 Overheidsbaten uit winning van olie en gas, Nederland, 1976-2019



Bron: EZK, Delfstoffen en aardwarmte in Nederland, 2019

3.7 Nigeria

De meeste van olie- en gasbronnen en reserves in Nigeria liggen in de Niger Delta regio. De inkomsten hieruit zijn van groot belang voor de Nigeriaanse economie. Het directe aandeel van de olie- en gassector in het nominale nationaal inkomen van Nigeria wordt geschat op 10%. De waarde van de export van olie en gas is goed voor zo'n 90% van de totale exportwaarde (Afrinvest, 2019). De inkomsten van de Nigeriaanse overheid komen voor meer dan 50% uit de olie- en gassector (S&P Global Ratings, 2020)⁴¹. De (relatief) grote afhankelijkheid van olie en gas in handelsbalans en overheidsinkomsten zorgt voor volatiliteit in de Nigeriaanse economie, omdat deze inkomsten sterk afhangen van de mondiale olie- en gasprijzen.

Voor de belegging van de inkomsten uit olie- en gasproductie gebruikt de Nigeriaanse overheid twee sovereign wealth funds (SWFs): de Excess Crude Account (ECA) en de Nigeria Sovereign Investment Authority. Deels worden de inkomsten echter ook gebruikt voor de lopende begroting. In reactie op de oplopende overheidsschuld en het begrotingstekort door dalende olie- en gasprijzen in de internationale markt heeft de Nigeriaanse overheid plannen om de BTW en elektriciteitsprijzen te verhogen en brandstofsubsidies te verlagen. Daarbij komt een wijziging van de '1993 Deep Offshore and Inland Basin PSC' door Nigeria's president Muhammadu Buhari die de hoeveelheid royalties in percentage van het productievolume verhoogt⁴².

De aanhoudende fiscale onzekerheid rond de invoering van de 'Petroleum Industry Bill' (PIB) heeft gezorgd voor een reductie in exploratie

⁴¹ https://www.standardandpoors.com/en_US/web/guest/article/-/view/sourceId/11367092.

⁴² Zie <https://www.petroleum-economist.com/articles/upstream/exploration-production/2020/nigeria-has-a-major-problem>.

activiteiten⁴³. Lange termijn investeringen in exploratie – en productielicenties, waarvan er veel zullen expireren in 2019, zullen afhankelijk zijn van de fiscale voorwaarden die gelden in de Nigeriaanse upstream sector. Een bijkomende factor van onzekerheid zijn de onderbrekingen in operaties door vandalisme en diefstal. Dit heeft geleid tot de afstoot van ‘onshore’ concessies door internationale olie – en gasbedrijven sinds 2010. Deze concessies zijn voornamelijk overgenomen door kleinere Nigeriaanse E&P bedrijven, die vaak een betere relatie hebben met omliggende gemeenschappen.

3.8 Noorwegen

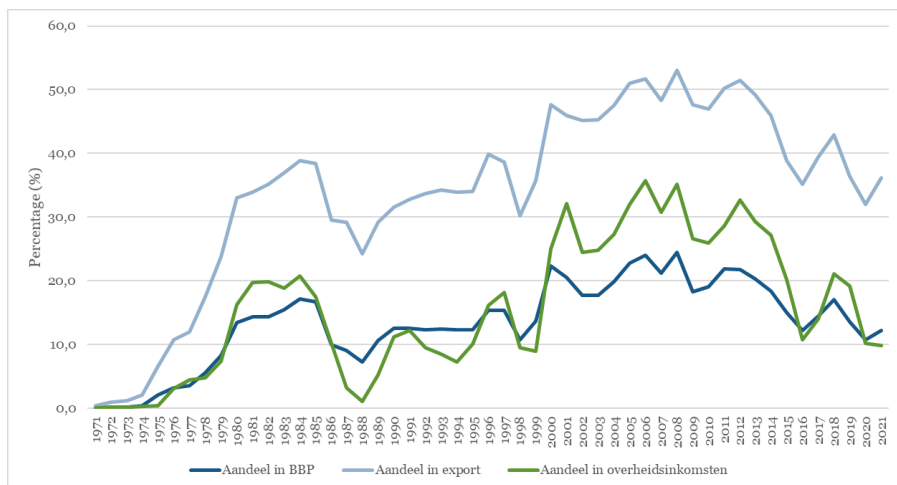
De Noorse staat participeert in de olie- en gaswinning via financiële participatie in exploratie- en productie, transport en aanlandingsfaciliteiten. Dit gebeurt via het staatsbedrijf Petoro AS. De belangrijkste opdracht voor dit bedrijf is om zo hoog mogelijke inkomsten voor de Noorse staat te genereren. Deze inkomsten worden in zijn geheel overgemaakt naar het Noorse overheidspensioenfonds (het zogenoemde oliefonds).⁴⁴

Het belang van de inkomsten uit olie- en gaswinning voor de Noorse economie is groot (zie Figuur 3.4). Ondanks de recente daling in de olie- en gasprijzen, vormen de inkomsten uit olie- en gaswinning nog altijd ruim 10% van de Noorse overheidsinkomsten.

⁴³ Zie <https://africanbusinessmagazine.com/sectors/energy/what-you-need-to-know-about-nigerias-petroleum-industry-bill/>.

⁴⁴ Bron: <https://www.petoro.no/home>.

Figuur 3.4 Aandeel van inkomsten uit olie- en gaswinning in BBP, export en overheidsinkomsten, Noorwegen, 1971-2020



Bron: Ministerie van Financiën, Noorwegen

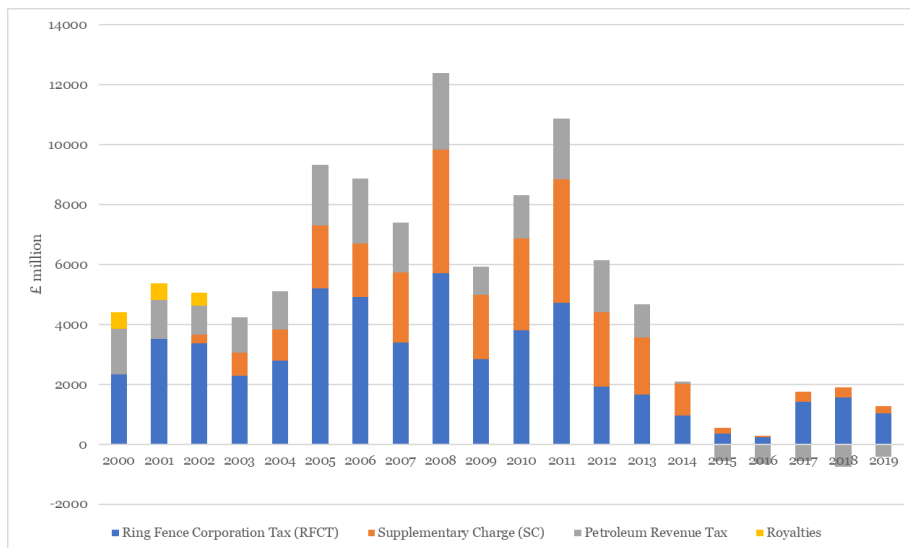
3.9 Verenigd Koninkrijk

Het vergunningensysteem van het Verenigd Koninkrijk is erop gericht om zoveel mogelijk economische baten te genereren uit de offshore olie en gasvelden.⁴⁵

De inkomsten uit winning van olie en gas zijn in het Verenigd Koninkrijk de afgelopen jaren sterk afgenomen (Figuur 3.5). Dit is niet alleen het gevolg van lagere olie- en gasprijzen, maar ook van geleidelijke uitputting van de Britse olie- en gasreserves.

⁴⁵ Citaat: "The licensing regime is designed to maximise the economic recovery of UK offshore oil and gas" (<https://www.ogauthority.co.uk/licensing-consents/types-of-licence/>).

Figuur 3.5 Inkomsten uit olie- en gaswinning voor overheid Verenigd Koninkrijk, 2000-2019



Bron: <https://www.gov.uk/government/statistics/government-revenues-from-uk-oil-and-gas-production--2>

3.10 Verenigde Staten (Golf van Mexico)

De Golf van Mexico is een zeegebied, eigendom van de federale overheid, en vergunningen voor olie- en gas worden verleend door de federale overheid. Het centrale doel van de federale overheid bij de olie- en gasactiviteiten is “het faciliteren van veilige en verantwoorde olie- en gasproductie ter bevordering van economische groei, het aantal banen en de energiezekerheid”.⁴⁶ De federale overheid beschouwt de Golf van Mexico daarbij als een cruciale bron van olie- en gasreserves, en het beleid bij

⁴⁶ Bron: <https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Leasing/Outer-Continental-Shelf/Lands-Act-History/Outer-Continental-Shelf-Lands-Act.pdf>.

vergunningsverlening is erop gericht om “deze reserves snel en ordelijk beschikbaar te maken”.⁴⁷ In lijn hiermee is per wet bepaald dat de uitvoerende instantie voor vergunningsverlening (de Bureau of Ocean Energy Management, BOEM) verplicht is om een “redelijke marktwaarde” te realiseren bij de vergunning.

BOEM tracht een eerlijke marktwaarde te realiseren door vergunningen voor olie- en gas te veilen, waarbij een bieding een combinatie is van een eenmalig bedrag en een maandelijkse ‘huur’, en door een royalty te eisen bij succesvolle productie van olie of gas. Veilingen vinden volgens een vooraf aangekondigd rooster plaats, en vinden meestal 1-3 keer per jaar plaats. Veiling deelnemers kunnen bieden op een licentie voor olie- en gasexploratie en/of productie op vooraf afgebakende gebieden. De duur van de licentie varieert per gebied, en hangt onder andere af van de waterdiepte.

De overheid vraagt niet alleen een eenmalig bedrag voor de vergunning maar ook een maandelijkse huur. Dit kan zijn om bedrijven te prikkelen om relatief spoedig te zoeken naar olie- en gasreserves, omdat dit het kostbaar maakt voor bedrijven om inactief te zijn in het zoeken naar olie- en gas op een plek waarvoor het bedrijf een licentie bezit. Voor de overheid zou dit resulteren in lagere overheidsinkomsten.

Als er olie of gas wordt geproduceerd dienen bedrijven een royalty over de inkomsten uit productie af te dragen aan de overheid. Deze royalty ligt momenteel tussen de 12,5-18,75%, waarbij de specifieke hoogte afhankelijk van het gebied en vooraf bepaald is.

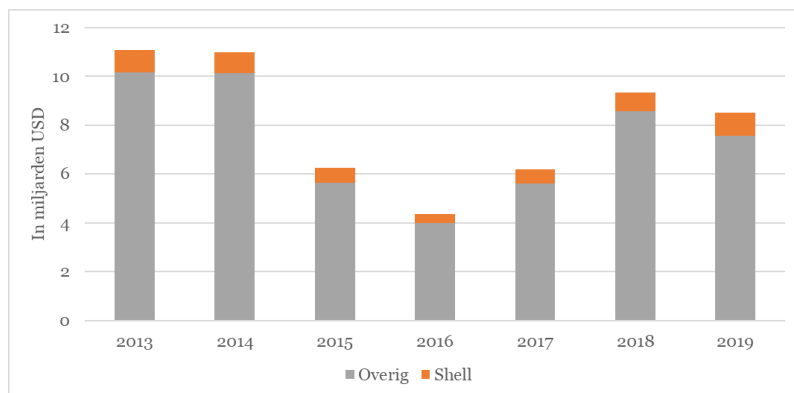
Voor wat betreft de productiehoeveelheid zijn bedrijven in principe te allen tijde verplicht om de maximale hoeveelheid olie- of gas te produceren, waarbij de uiteindelijke totale maximale productie uit het veld niet lager

⁴⁷ Zie voetnoot 46.

mag worden als gevolg van de productiesnelheid. Als een bedrijf minder produceert dan dit niveau kan het bedrijf de licentie verliezen.⁴⁸

De totale federale overheidsinkomsten uit olie- en gaslicenties in de VS varieerde van 2013 tot 2019 tussen de USD4,4 en 11,1 miljard per jaar (zie Figuur 3.6).⁴⁹ Van Shell ontving de overheid tussen de USD375 en 948 miljoen per jaar gedurende dezelfde periode.

Figuur 3.6 Federale overheidsinkomsten uit olie- en gaslicenties in de VS van 2013 tot 2019



Bron: <https://revenue.data.doi.gov/downloads/federal-revenue-by-company/>

⁴⁸ Bron: <https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Leasing/Outer-Continental-Shelf/Lands-Act-History/Outer-Continental-Shelf-Lands-Act.pdf>.

⁴⁹ Dit zijn niet de totale inkomsten uit olie- en gaslicenties voor overheden in de VS. Van de inkomsten uit licenties op zee komt het leeuwendeel uit de Golf van Mexico.

3.11 Conclusies

Uit het overzicht van de feitelijke invulling van het beleid voor de winning van olie en gas door een reeks van landen, komt het volgende beeld naar voren (tabel 3.2).

Tabel 3.2 Conclusies met verwijzing naar onderliggende Observaties

| Conclusie | Voorbeelden van landen waarvoor dit is gevonden (paragraafnummer). |
|--|--|
| Landen die beschikken over olie- en gasreserves hebben doorgaans als doel om die reserves te exploiteren en de opbrengsten daaruit te benutten voor de staatskas. | Australië (3.2), Brazilië (3.3), Canada (3.4), Maleisië (3.5), Nederland (3.6), Noorwegen (3.8), Verenigde Staten (3.10) |
| Wanneer overheden met private bedrijven afspraken maken over de winning van olie of gas, dan worden veelal ook afspraken gemaakt over de omvang en het tempo van de exploratie en/of productieactiviteiten en dat bij inactiviteit (of lagere activiteit dan afgesproken) de vergunningen worden ingetrokken of overeenkomsten worden ontbonden. | Australië (3.2), Brazilië (3.3), Canada (3.4), Maleisië (3.5), Nederland (3.6), Verenigde Staten (3.10) |
| Wanneer de olie- en gaswinning door marktpartijen wordt uitgevoerd, gebruiken overheden verschillende | Brazilië (3.3), Canada (3.4), Maleisië (3.5), Nederland (3.6), Verenigd Koninkrijk (3.9), Verenigde Staten (3.10) |

methoden om te profiteren van de baten van olie- en gaswinningen. De meest gangbare is het heffen van speciale belastingen (royalty's) over de opbrengsten naast de reguliere vennootschapsbelasting over de winst. Daarnaast zijn er systemen waarbij bedrijven van te voren moeten betalen over de verwachte opbrengsten, wat georganiseerd is in de vorm van veilingen.

Inkomsten uit olie- en gaswinning vormen een belangrijke bron van inkomsten voor diverse landen met olie- en gasreserves

Nu: Canada (3.3), Maleisië (3.5), Nigeria (3.7), Noorwegen (3.8)
Tot enkele jaren geleden: Nederland (3.6), Verenigd Koninkrijk (3.9)

4. Werking van olie- en gasmarkten

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken we de denkbeeldige situatie waarin de huidige olie- en gasreserves van Shell aan de olie- en gasmarkten worden onttrokken en hoe de olie- en gasmarkten daarop naar verwachting zullen reageren. Eerst bespreken we in het kort de werking van de olie- en gasmarkten. Daarna gaan we in op wat het verleden ons kan leren over hoe olie- en gasmarkten omgaan met situaties waarin een aanzienlijke vermindering in het aanbod plaatsvindt.

Tabel 4.1 Verzamelde informatie tot beantwoording van vraag hoe markten zullen reageren wanneer een deel van olie- of gasreserves niet meer worden geproduceerd

| Aspect | Type informatie |
|--|---|
| Werkings van energiemarkten | Prijsvorming onder invloed van vraag en aanbod, zowel in theorie als in praktijk |
| Mogelijkheden tot aanpassend gedrag | Capaciteit van producenten om op korte en langere termijn te reageren op veranderingen in marktsituatie |
| Positie van productie en reserves van Shell op olie- en gasmarkten | Aandeel van Shell in mondiale productie en reserves van olie en gas |

In de laatste paragraaf bekijken we het aandeel van de Shell-groep in de mondiale markten voor olie en gas en vergelijken dat met de omvang van

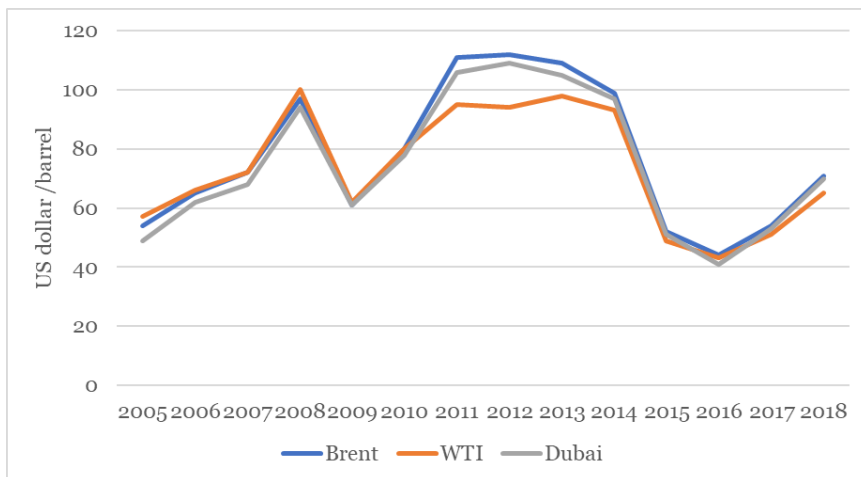
eerdere aanbodverminderingen. Tabel 4.1 geeft overzicht van de verzamelde informatie om de invloed van een vermindering van productie op de energiemarkten te bepalen.

4.2 Vraag, aanbod en prijsvorming

Alhoewel olie en gas natuurlijke grondstoffen zijn, wat betekent dat de kwaliteit van bron tot bron en van locatie tot locatie varieert, worden deze energiedragers op mondiale energiemarkten verhandeld. Dit geldt in het bijzonder voor olie, dat relatief efficiënt, met name met schepen, internationaal kan worden getransporteerd. De verschillen in de kwaliteit van verschillende soorten olie (zoals de Europese Brent en de Amerikaanse WTI) komen tot uiting in prijsverschillen, maar de ontwikkeling van de prijzen van de verschillende soorten olie is sterk aan elkaar gekoppeld. Als in een bepaalde regio de prijs omhoog gaat door bijvoorbeeld een sterke toename van de vraag, heeft dat zijn weerslag op de prijzen in andere delen van de wereld. Dit komt omdat handelaren van regionale prijsverschillen willen profiteren en olie kopen in een land waar de prijs laag is en deze weer verkopen in het land waar de prijs hoger is.

Dit proces van reactie op prijsverschillen heet arbitrage, en vormt het mechanisme waardoor regionale prijsverschillen worden beperkt. Door olie vrij eenvoudig en goedkoop is te vervoeren zijn de regionale prijsverschillen beperkt en als ze zich voordoen, van relatief korte duur (zie Figuur 4.1). Het gevolg hiervan is dat de oliemarkt als een mondiale markt kan worden getypeerd, waarbij gebeurtenissen waar dan ook ter wereld er toe kunnen leiden dat op heel andere plekken bedrijven of verbruikers daarop reageren.

Figuur 4.1 Olieprijzen in Europa (Brent), Noord-Amerika (WTI) en Midden-Oosten (Dubai)



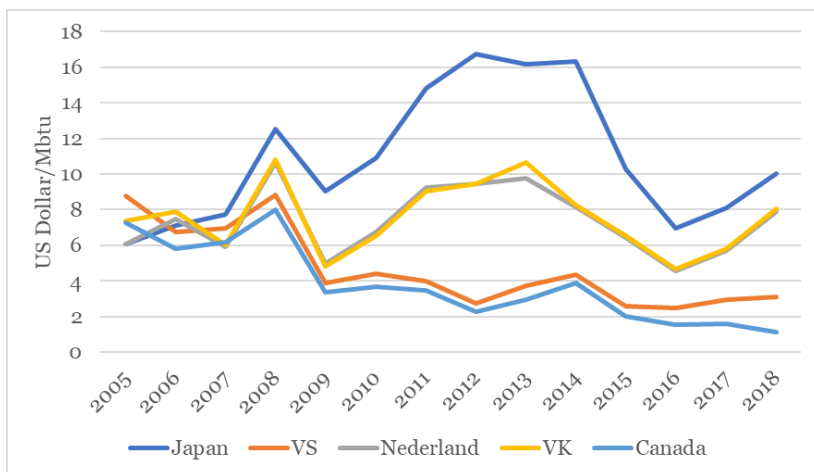
Bron: BP Statistical Report 2019

De gasmarkt is minder een mondiale markt, maar ook hier zorgen transportmogelijkheden voor arbitrage en regionale marktintegratie. Gas kan, net als olie, ook via schepen (in vloeibare vorm als LNG) worden getransporteerd, maar de gangbare vorm van transport is via een pijpleidinginfrastructuur omdat dat doelmatiger is. Zulke infrastructuren bestaan bijvoorbeeld in Europa en de VS. Vanwege het bestaan van deze infrastructuur tezamen met diverse handelsplaatsen, zoals bijvoorbeeld de TTF markt in Nederland en de NBP markt in het Verenigd Koninkrijk, zijn deze regionale markten intern sterk geïntegreerd.⁵⁰ Dit wil bijvoorbeeld

⁵⁰ Om in gas te kunnen handelen, moeten handelaren toegang hebben tot het gasnetwerk (d.w.z. de infrastructuur) en er moet een plaats zijn waar ze elkaar kunnen ontmoeten. Dit laatste wordt marktplaats genoemd. De marktplaats voor handel in gas in Nederland heet TTF (afkorting van Title Transfer Facility) die wordt georganiseerd door de beheerder van het hoge-druknetwerk (Gasunie). Vergelijkbare marktplaatsen bestaan in andere Europese landen.

zeggen dat een sterke afname in het aanbod van gas van Rusland naar Duitsland aanbieders elders in Europa stimuleert om gas naar Duitsland te brengen. Deze grote mogelijkheden tot arbitrage hebben als gevolg dat de gasprijzen binnen Europa sterk aan elkaar zijn gerelateerd, zoals die in Nederland en het Verenigd Koninkrijk (zie Figuur 4.2)

Figuur 4.2 Gasprijzen in Europa, Noord-Amerika en Azië, 2005-2018



Bron: BP Statistical Report 2019

De regionale Europese en Amerikaanse markten zijn ook met elkaar verbonden via de handel in LNG. Wanneer de gasprijs in Europa hoger is dan in de VS, zoals de afgelopen jaren het geval was, dan zullen handelaren gas in de VS kopen, het gas vloeibaar laten maken om het per schip naar Europa te transporteren, en weer als gas verkopen in Europa. De handel in vloeibaar gas koppelt ook de gasmarkten in Europa en de VS aan die in het Midden-Oosten, Azië en Australië. Vanwege de kosten van het vloeibaar maken en transporteren moeten de prijsverschillen wel ca. 5 tot 10

euro/MWh zijn om dit rendabel te maken. het gevolg daarvan is dat de gasprijzen in de verschillende regio's (Europa, Noord-Amerika en Azië) op langere termijn wel het zelfde patroon volgen, maar dat de prijsniveaus van tijd tot tijd wel sterk kunnen verschillen.

De gasmarkt is dus ook een mondiale energiemarkt, zij het dat hier de integratie het sterkst is binnen continentale regio's, maar ook tussen de regio's vindt interactie (handel) plaats als de prijsverschillen groter zijn dan de kosten van het transporteren van vloeibaar gas.

4.3 Aanpassend gedrag door marktpartijen

Door de internationale verwevenheid van markten worden de mogelijkheden voor marktpartijen om op elkaar te reageren, vergroot. De mogelijkheden van marktpartijen om te reageren op wat elders in de markt gebeurt hangt af van hun reservecapaciteit. Op korte termijn bestaat deze capaciteit uit onbenutte delen van eerder geïnstalleerde productiefaciliteiten. Van Saoedi-Arabië is bijvoorbeeld bekend dat het veel speelruimte heeft in de benutting van haar productiefaciliteiten, waardoor het snel kan inspelen op marktontwikkelingen, zelfs als alle overige aanbieders op hun maximale capaciteit zitten.

Andere aanbieders hebben soms ook aanzienlijke onbenutte productiecapaciteiten. Dit doet zich vooral voor wanneer ze in het verleden hebben geïnvesteerd in die faciliteiten, in de verwachting dat de olie- of gasvraag zou toenemen, maar de werkelijke vraag lager is dan verwacht, bijvoorbeeld door een economische terugval. In zo'n situatie, zal een vermindering van productie door één aanbieder, vrijwel meteen worden gecompenseerd door extra aanbod van andere aanbieders.

Wanneer alle producenten echter hun maximale productiecapaciteit benutten, wat het geval kan zijn wanneer de olie- of gasvraag sneller toeneemt dan verwacht, dan kunnen deze producenten op korte termijn

niet reageren op een vermindering van de productie door een andere producent. In zo'n situatie zal zo'n vermindering tot een stijging van de olie- of gasprijzen leiden, wat een stimulans is voor andere producenten om hun activiteiten uit te breiden. Dit geldt zowel voor exploratie, ontwikkelings- als productieactiviteiten. Hogere olieprijsen maken het openen van een bestaande boorput aantrekkelijker, terwijl ook het exploreren naar nieuwe reserves aantrekkelijker wordt voor bedrijven (Ten Cate en Mulder, 2007).

4.4 Historische voorbeelden van marktreacties op aanbodverminderingen

In het verleden hebben zich zowel in de olie- als de gasmarkt grote onderbrekingen in de aanvoer voorgedaan. Door het internationale karakter van deze markten en de mogelijkheden om olie en gas uit andere bronnen aan te voeren, kunnen de effecten daarvan op de marktuitskomsten na verloop van tijd (deels) wegebben. Dit wegebben gebeurt doordat andere marktpartijen op de onderbreking in de aanvoer reageren: andere producenten gaan meer produceren en/of consumenten gaan minder verbruiken. Afhankelijk van de prijsgevoeligheid van de andere producenten en consumenten, zal de onderbreking in de aanvoer volledig of deels worden gecompenseerd. Een gedeeltelijke compensatie zal plaatsvinden, wanneer andere producenten alleen tegen hogere kosten meer kunnen produceren, terwijl consumenten prijsgevoelig zijn. In zo'n situatie, zal het nieuwe marktevenwicht gekenmerkt worden door een lager volume en hogere prijzen. Hieronder bespreken we een aantal historische onderbrekingen in de toevoer van olie of gas en kijken dan met name wat er is gebeurd met het uiteindelijke marktvolume en de marktprijzen.

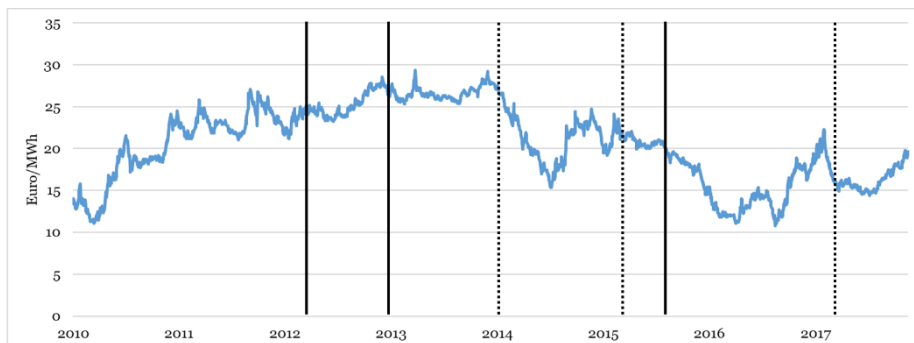
Een voorbeeld van aanzienlijke aanbodonderbrekingen in de gasmarkt zijn enkele incidenten rondom de gastoevoer naar West-Europa als gevolg van politieke strubbelingen tussen Rusland en Oekraïne (Bartolet en Mulder, 2019). In januari 2009 werd de aanvoer van gas vanuit Rusland

gedurende 14 dagen met 60% onderbroken, terwijl de gasvraag in die periode exceptioneel hoog was vanwege heel lage temperaturen. Tijdens deze periode steeg de gasprijs aanvankelijk met ca. 30%, wat een stimulans was voor gashandelaren om onder andere extra gas uit gasopslagen uit het Verenigd Koninkrijk te halen. Door deze marktreactie werd de prijsstijging teruggebracht tot ca. 10%. Deze crisis herhaalde zich min of meer in februari 2012 toen de gastoevoer uit Rusland gedurende 6 dagen met 30% daalde, terwijl het wederom heel koud in Europa was. De gasprijs verdubbelde bijna, maar dit effect werd al snel, binnen enkele dagen, grotendeels geneutraliseerd door extra aanbod uit Noorwegen, Nederland en het Verenigd Koninkrijk. Hierna zal blijken dat in het geval van de Shell casus marktpartijen aanzienlijk meer tijd (namelijk meerdere jaren) zouden hebben om te reageren dan in deze crises het geval is geweest.

Vergelijkbare marktreacties deden zich ook voor toen de Nederlandse overheid besloot om de productie uit het Groningengasveld te beperken. Dit gasveld behoorde tot de grootste in Europa en had tot voor kort een groot aandeel in het aanbod van gas in Europa. De totale jaarlijkse gasvraag in Europa is ca. 500 miljard m³, en tot een paar jaar terug produceerde het Groningengasveld 40 tot 50 miljard m³ per jaar en had het dus een marktaandeel (in het totale Europese gasverbruik) van ca. 10%.⁵¹

⁵¹ Bron: IEA, Gas Information 2019.

Figuur 4.3 Gasprijs in Nederland (TTF, dag-vooruit) en momenten van aardbevingen en aangekondigde productieverminderingen Groningen gasveld, 2010-2018



Legenda

- grote aardbeving in provincie Groningen
- Aankondigen door Nederlandse overheid van verlaging productieplafond Groningen gasveld

Bron: Mulder en Perey (2018)

Na de voor Nederlandse begrippen zware aardbeving bij Huizinge in de provincie Groningen in 2012, heeft de Nederlandse overheid het toegestane productieniveau geleidelijk aan verlaagd. Bedroeg tot dat jaar het toegestane niveau gemiddeld genomen⁵² per jaar 42,5 miljard m³, in de jaren erna werd dit plafond verlaagd 27 miljard m³ in 2015, 21,6 miljard m³ in 2017 en 12 miljard m³ in 2018 met als doel dat in 2023 de productie volledig gestopt is. Door Mulder en Perey (2018) is onderzocht wat de effecten van deze productiebeperkingen op de gasprijs waren. Uit figuur 4.3 blijkt ook dat na de aangekondigde productiebeperking er een tijdelijke prijsstijging optrad, die na verloop van tijd weer verdween. Over een periode van enkele jaren gemeten valt dit prijseffect in het niet bij andere

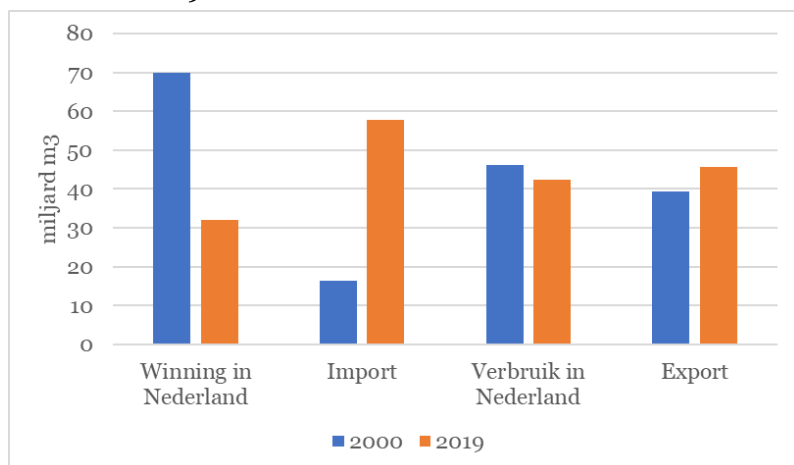
⁵² Aanvankelijk gold het productieplafond voor een periode van 10 jaar (425 miljard m³), zodat in afzonderlijke jaren een hogere productie mocht worden gerealiseerd.

effecten op de gasprijs. Hieruit bleek dat er geen significante prijseffecten zijn opgetreden door de sterke vermindering in de gasproductie vanuit het Groningenveld.

Ondanks het feit dat het Groningengasveld een relatief groot marktaandeel had, was de internationale gasmarkt in staat om de aanzienlijke vermindering in het aanbod op te vangen. De verminderde gasproductie uit Groningen werd vrij snel gecompenseerd door aanbod van gas uit andere landen, zodat de gasprijzen nauwelijks beïnvloed werden (Mulder en Perey, 2018). De bewegingen in de gasprijs in de afgelopen jaren blijken niet samen te hangen met verminderde productie uit het Groningengasveld, maar met diverse andere factoren, waaronder met name de temperatuur (zie ook Hulshof, van der Maat en Mulder, 2016).

Door de sterke vermindering van de binnenlandse gaswinning is Nederland inmiddels een netto importeur van gas geworden (zie Figuur 4.4). Ondanks de sterk verminderde binnenlandse productie, is het gasverbruik in Nederland niet echt veranderd, terwijl de export zelfs nog is toegenomen. Hieruit volgt dat het in hoge mate wegvallen van de binnenlandse gasproductie, door buitenlandse producenten is opgevuld, terwijl de totale gasvraag (binnenland plus export) vrijwel hetzelfde is gebleven.

Figuur 4.4 Aanbod en verbruik van aardgas, Nederland, 2000 en 2019



Bron: CBS, Statline

Ook de oliemarkt heeft de laatste decennia diverse gebeurtenissen gekend waardoor een deel van het aanbod voor kortere of langere periode wegviel.⁵³ Sterke vermindering van de productie vond plaats na de revolutie in Iran in 1978-1979, de inval van Irak in Koeweit in 1990 en de politieke crisis in Venezuela in 2002. De Iran revolutie resulteerde in een vermindering van de olieproductie met ca. 4 miljoen vaten per dag (ca. 6% van de totale verbruik in de wereld). Deze sterke daling werd opgevangen door een toename in productie door andere landen in het Midden-Oosten. De productie door Iran was zelfs 20 jaar na de revolutie nog aanzienlijk onder het niveau van voor de revolutie. Iets vergelijkbaars gebeurde er in 1990 na de invasie van Irak in Koeweit, toen de volledige productie van beide landen wegviel (3 miljoen vaten per dag, 5% van het totale verbruik in de wereld).

⁵³ Deze passage is gebaseerd op een analyse door de U.S. Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=730>.

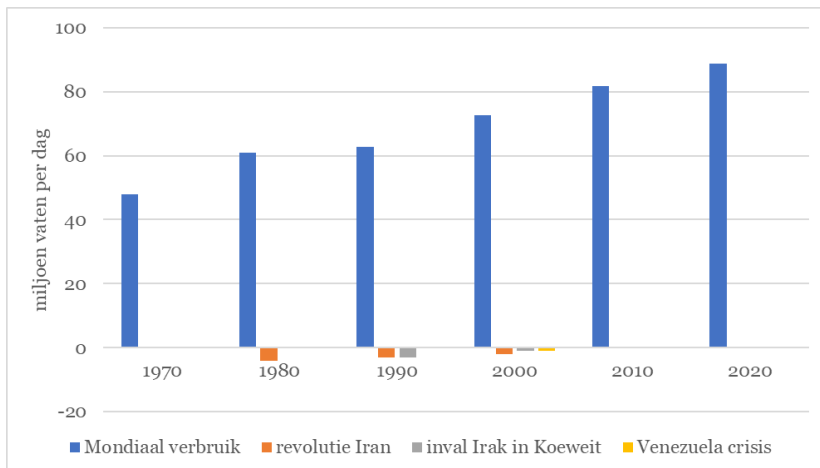
Pas zes jaar na deze inval begon de productie in deze landen weer enigszins toe te nemen. Ook deze productievermindering werd door andere landen in het Midden-Oosten opgevangen.⁵⁴ De politieke crisis in Venezuela in 2002 leidde tot een productievermindering van 2 miljoen vaten per dag (2% van mondiaal verbruik), wat onmiddellijk werd gecompenseerd door een hoger aanbod vanuit Saoedi-Arabië en Koeweit.

Dat de (sterke) daling in de productie in een productieland door andere landen worden opgevangen kan ook worden afgeleid uit het feit dat het wereldwijde verbruik van olie de afgelopen jaren stelselmatig is blijven toenemen (zie Figuur 4.5). In 1970 was het dagelijkse olieverbruik in de wereld 48 miljoen vaten, en inmiddels bedraagt die ca. 90 miljoen vaten. Hieruit kan worden afgeleid dat langdurige en aanzienlijke onderbrekingen in olieproductie geen belemmering lijken te hebben gevormd voor een gestage toename in het mondiale olieverbruik. Deze toename in het mondiale olieverbruik komt vooral voor rekening van de toename in het inkomen per hoofd van bevolking en de groei in de bevolking in de verschillende landen. Er blijkt een duidelijk verband te bestaan tussen economische groei en de groei in het verbruik van fossiele energie.⁵⁵

⁵⁴ Deze reactie van de oliemarkt op de verstoring in het aanbod gaf overheden het inzicht dat voorzieningszekerheid minder hoog op de agenda hoefde te staan dan het daarvoor stond, omdat de oliemarkt dat kennelijk zelf kan regelen. Zie het volgende citaat uit Worldbank (2011): “The first Gulf War in 1990/91 finally convinced many governments that security of supply was no longer an urgent issue on the political agenda. A major military conflict in the Gulf had always been considered a worst-case scenario, but this one had been managed with little disruption to the oil supply and the wider economy.”

⁵⁵ Sinds 2000, is het mondiale inkomen toegenomen met 64%, terwijl het verbruik van olie en gas met respectievelijk 42 en 24% zijn toegenomen (Mulder, 2020).

Figuur 4.5 Mondiaal olieconsumptie en vermindering van olieproductie door crises bij een of enkele olieproducerende landen, 1980-2020



Bron: IEA, Oil Information 2019; EIA:

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=730>

4.5 Positie van Shell in mondiale olie- en gas markten

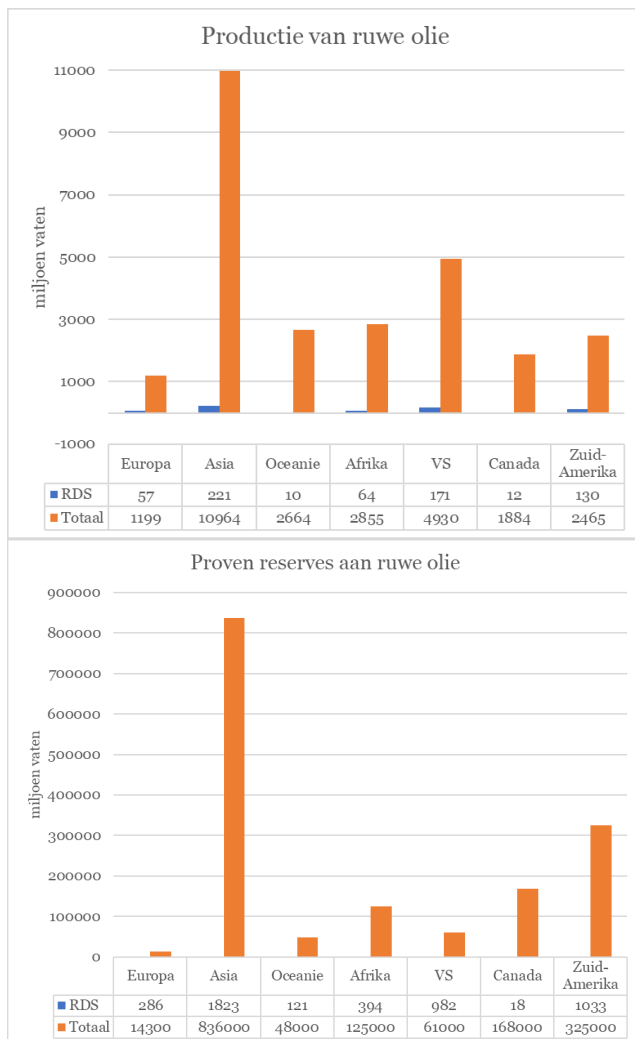
Het aandeel van Shell in de mondiale productie aan ruwe olie is ongeveer 2%, terwijl het aandeel van Shell in de mondiale bewezen en winbare reserves aan ruwe olie ongeveer 0,25% is (Figuur 4.6). Bij aardgas is het aandeel van Shell in het mondiale aanbod een fractie hoger: bij productie is het aandeel 3% en bij de mondiale reserves 0,5% (Figuur 4.7).

Het aandeel van Shell in het mondiale aanbod van zowel olie (3%) als gas (2%) is daarmee geringer dan de omvang van de eerdere verstoringen tijdens en na de Iran revolutie (6%), de inval van Irak in Koeweit (5%) en de Oekraïne crises in de gasmarkt toen het totale aanbod van gas naar Europa met ca. 25% verminderd werd. Alhoewel deze crises zich onverwacht voordeden en de markten daarop niet konden anticiperen, was

het uiteindelijke effect op het mondiale verbruik gering, omdat andere aanbieders in het gat sprongen en daarmee de terugval in het aanbod compenseerden.

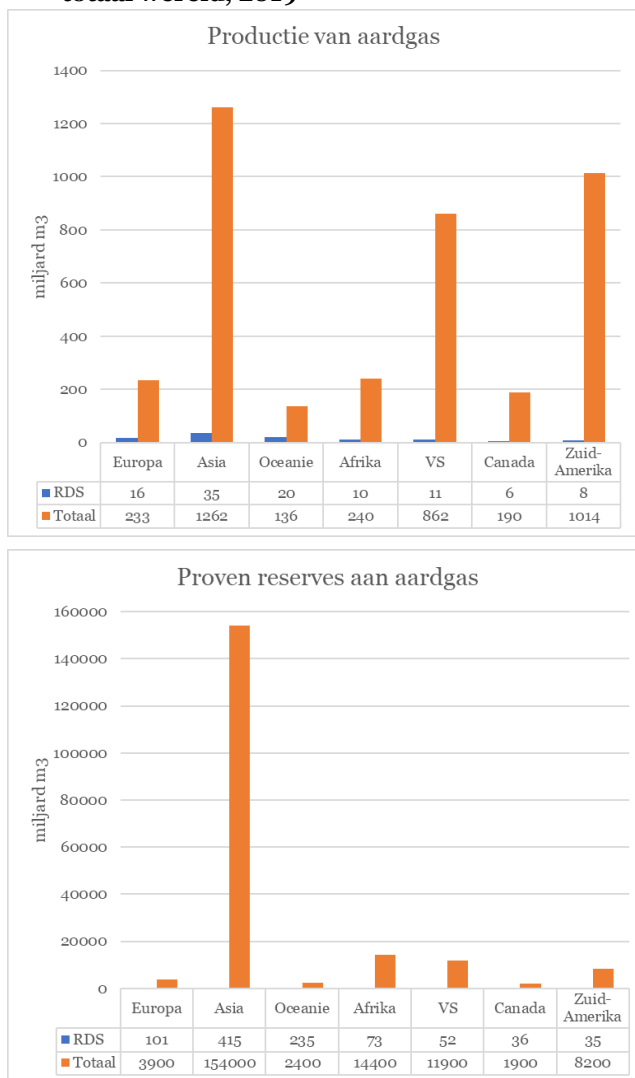
Ingeval Shell haar productie gedeeltelijk of geheel zou terugschroeven, zal dat waarschijnlijk niet onverwacht en plotseling optreden, maar geleidelijk aan over een reeks van jaren. Dat betekent dat marktpartijen meer gelegenheid zouden hebben om daarop te anticiperen dan in het geval van de bovengenoemde crisissituaties. Mocht zo'n situatie zich voordoen, dan kan daarom verwacht worden dat het effect op de markt helemaal verwaarloosbaar zal zijn.

Figuur 4.6 Productie en *Proven Reserves* aan ruwe olie, Shell en totaal wereld, 2019



Bron: Jaarverslag 2019 RDS; BP Statistical report 2019

Figuur 4.7 Productie en *Proven Reserves* aan aardgas, Shell en totaal wereld, 2019



Bron: Jaarverslag 2019 RDS; BP Statistical report 2019

4.6 Conclusies

Uit de beschrijving van de werking van olie- en gasmarkten en hoe die omgaan met productieverminderingen, komt het volgende beeld naar voren:

1. Olie- en gasmarkten zijn internationale markten, waarbij de prijzen de resultante zijn van de interactie tussen alle aanbieders en afnemers. Dit geldt in het bijzonder voor de oliemarkt, waarbij de olieprijsen overal in de wereld sterk met elkaar zijn verbonden. In de gasmarkt bestaan meer regionaal-georiënteerde markten (Europa, VS en Azië), met binnen deze regio's sterke marktintegratie, waarbij evenwel ook tussen de regio's beïnvloeding plaats vindt.
2. Door deze sterke internationale integratie kunnen aanbieders overal in de wereld reageren op een verandering in het aanbod of de vraag ergens anders. Zo gauw een verandering in aanbod of vraag leidt tot een verandering in de olie- of gasprijs, zullen andere aanbieders meer of minder gaan aanbieden en zullen afnemers meer of minder gaan consumeren. Op korte termijn (variërend van een dag tot een jaar) zijn de reactiemogelijkheden van producenten en afnemers geringer, waardoor een verandering in het aanbod tot prijsstijgingen kan leiden. Op langere termijn zijn die mogelijkheden echter beduidend groter, zodat de uiteindelijke prijsreacties beperkt zijn, waardoor het totale verbruik ook weer terugkeert tot de situatie zonder een aanbodverandering.
3. De mogelijkheden tot het reageren op veranderingen in de markt door aanbieders worden bepaald door de reservecapaciteit waar ze over beschikken. Op korte termijn is het mogelijk dat alle producenten al hun productiecapaciteit volledig benutten, waardoor ze niet in staat zijn om snel meer te gaan produceren mocht ergens anders een productievermindering optreden. Op langere termijn (een periode van

enkele jaren) echter, zullen producenten meer gaan investeren in productiecapaciteit, waardoor ze alsnog tot hogere productie kunnen komen.

4. Dit fenomeen van productieaanpassingen na een terugval in productie ergens in de wereld heeft zich de afgelopen decennia diverse keren voorgedaan na een crisis in de olie- of gasmarkt. Na de Iraanse revolutie kende de olieproductie door Iran een paar decennia een terugval in de orde van grootte van 6% van de wereldwijde productie. Deze terugval werd echter snel gecompenseerd door meer productie uit andere landen in het Midden-Oosten. Na de inval van Irak in Koeweit deed een vergelijkbaar effect zich voor: sterke daling in productie, die vrijwel meteen gecompenseerd werd door andere landen.
5. De gasmarkt kent ook diverse voorbeelden van dit type aanpassingen. Ten tijde van de Oekraïne crises in 2009 en 2012, waarbij de toevoer van Russisch gas naar Europa enkele weken werd onderbroken, werd vanuit andere bronnen meer gas aangevoerd. De sterke vermindering van productie door het Groningengasveld is ook opgevangen door andere producenten, zodat er vrijwel geen prijseffect is opgetreden.
6. De huidige mondiale productie van Shell uitgedrukt in procenten van de wereldwijde vraag bij zowel olie als gas (2 tot 3%) is geringer dan de vermindering van de olieproductie bij de genoemde crises in het Midden-Oosten (4-6%). Op grond hiervan kan verwacht worden dat zelfs bij een volledige en plotselinge productievermindering door Shell er weinig effecten op het wereldwijde olie- en gasverbruik zouden zijn omdat andere partijen in de markt de productievermindering zullen opvullen.
7. Wanneer de vermindering geleidelijk over een reeks van jaren plaatsvindt en bovendien voor slechts een deel (tot 45%) dan is het heel waarschijnlijk dat er geen enkel effect zal zijn op de wereldwijde

productie. Het zal voor andere producenten (en landen) eenvoudig zijn om deze productieterugval te compenseren. Deze andere producenten hebben te maken met vergelijkbare omstandigheden, zodat het vervangende aanbod ook wat betreft productiekosten vergelijkbaar zal zijn. Deze andere producenten (en landen) zullen geprikkeld zijn om hun productie uit te breiden omdat ze daarmee hun winsten kunnen vergroten.

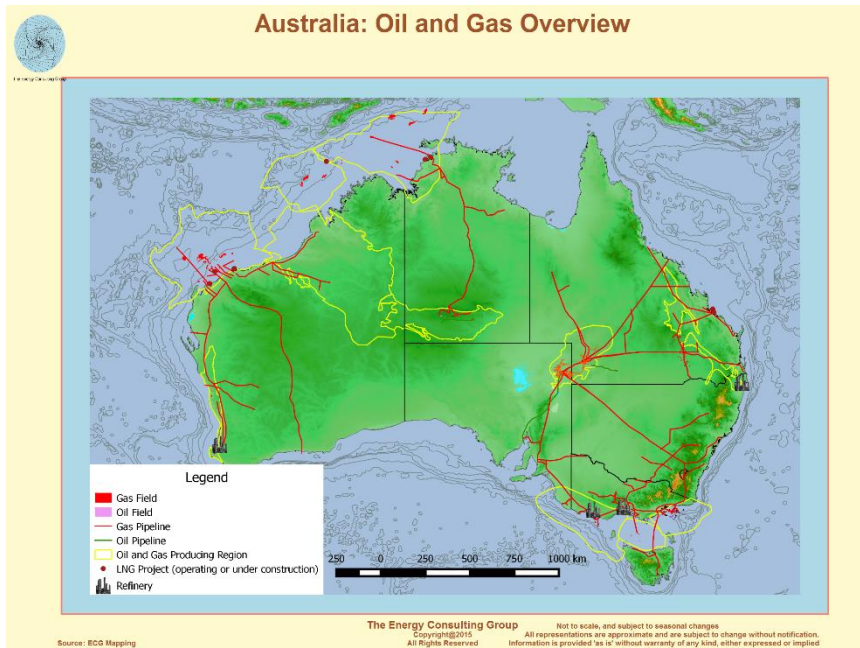
8. Deze conclusie geldt temeer wanneer de omvang van de mondiaal beschikbare olie- en gasreserves in de beschouwing worden betrokken. Het aandeel van de Shell groep in de mondiale reserves aan olie en gas bedraagt minder dan 0,5%, terwijl de totale mondiale reserves ca. 50 maal groter zijn dan de totale jaarlijkse mondiale productie.

Literatuur

- AFRINVEST (2019). The Nigerian Oil & Gas Upstream Report – Wind in The Sails. Afrinvest West Africa, Lagos. <https://www.afrinvest.com/wp-content/uploads/2019/02/The-Nigerian-Upstream-Oil-Gas-Industry-Report...Wind-in-the-Sails.pdf>
- Almada, Laís & Parente, Virginia. (2018). OIL & GAS INDUSTRY IN BRAZIL: A BRIEF HISTORY AND LEGAL FRAMEWORK. PANORAMA OF BRAZILIAN LAW. 1. 223-252. 10.17768/pbl.vii1.p223-252.
- ANP (2018). PRODUCTION SHARING AGREEMENT FOR EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS: http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_P5/Edital/INGLES_minuta_contrato_lp5_SEM_operacao_petrobras_Sudoeste_Tartaruga_Verde.pdf
- Bartelet, H., & Mulder, M. (2019). Natural Gas markets in the European Union: Testing Resilience. **Economics of Energy & Environmental Policy**, 9(1), 185-205.
- Department of Petroleum Resources Nigeria (2018). 2018 Nigerian Oil and Gas Industry Annual Report. <https://www.dpr.gov.ng/wp-content/uploads/2020/01/2018-NOGIAR-1.pdf>
- Hulshof, D., van der Maat, J-P., & Mulder, M. (2016). Market fundamentals, competition and natural-gas prices. *Energy Policy*, 94, 480-491.
- Kraal, D., Mulder, M., & Perey, P. (2020). Taxation and Pricing of Natural Gas: The Dutch transition to gas market hub pricing and lessons for Australia's integrated gas projects. **University of new South Wales Law Journal**, 43(1), 39-81.
- Mulder, M. (2020). *Regulation of Energy Markets; Economic Mechanisms and Policy Evaluation*. Springer International Publishers.

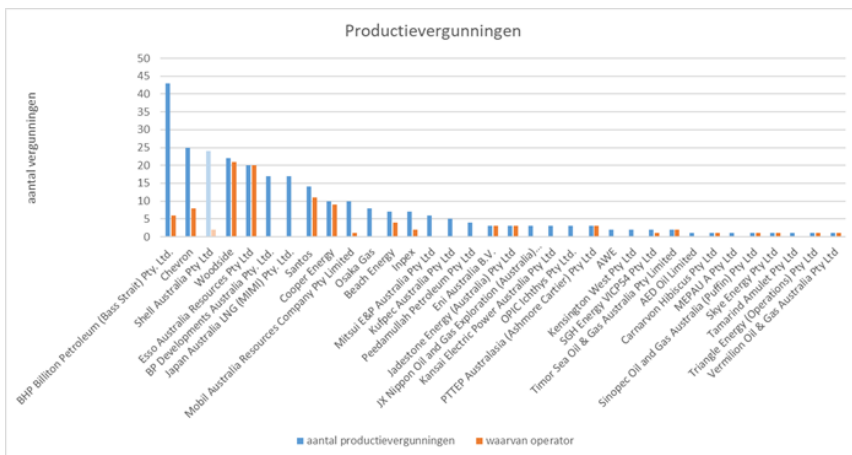
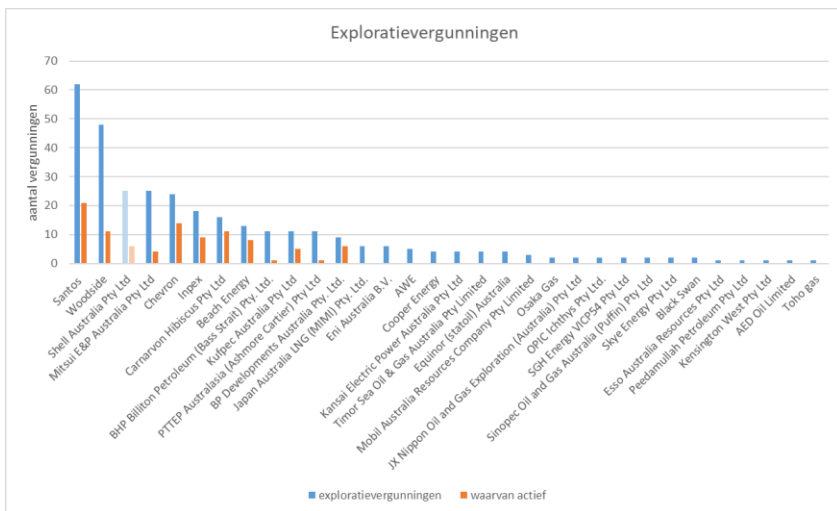
- Mulder, M. P.L. Perey (2020). Gas production and earthquakes in Groningen; reflection on economic and social consequences. **CEER Policy Papers** 3, June 2018.
- Nakhle, C. (2009). Petroleum taxation. In: J. Evans and L.C. Hunt (2009), **International Handbook on the Economics of Energy**. Edward Elgar.
- Putrohari, R. D., Kasyanto, A., Suryanto, H., & Rashid, I. M. A. (2007). PSC term and condition and its implementation in South East Asia region.
- PWC. (2014). The Malaysian Oil & Gas Industry; Challenging times, but fundamental intact. May 2016
- Rozania, R., Zakia, N. M., & Husaina, S. S. M. A. (2016). Cost Inflated Enigma in Upstream Petroleum Industry Projects in Malaysia. **International Conference on Ocean, Mechanic and Auerospace For Scientist and Engineer**.
- Ten Cate, A., & Mulder, M. (2007). Impact of the oil price and fiscal facilities on offshore mining at the Dutch continental shelf. **Energy Policy**, 35(11), 5601-5613.
- Worldbank (2011). National Oil Companies and Value Creation. Working Paper 218.

Bijlage A Olie en gasvelden en historische data vergunningen in Australië



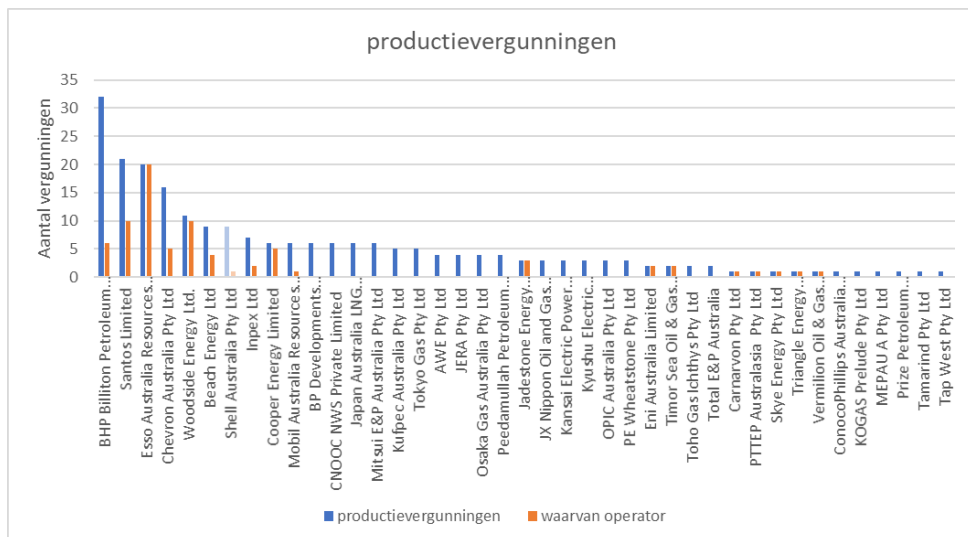
Bron: http://energy-cg.com/Australia/Australia_OilGasOverview_EIA.html

Figuur A.1 Australië: aantal exploratie- en productie- vergunningen per bedrijf sinds 2000, en waarvan actief als operator



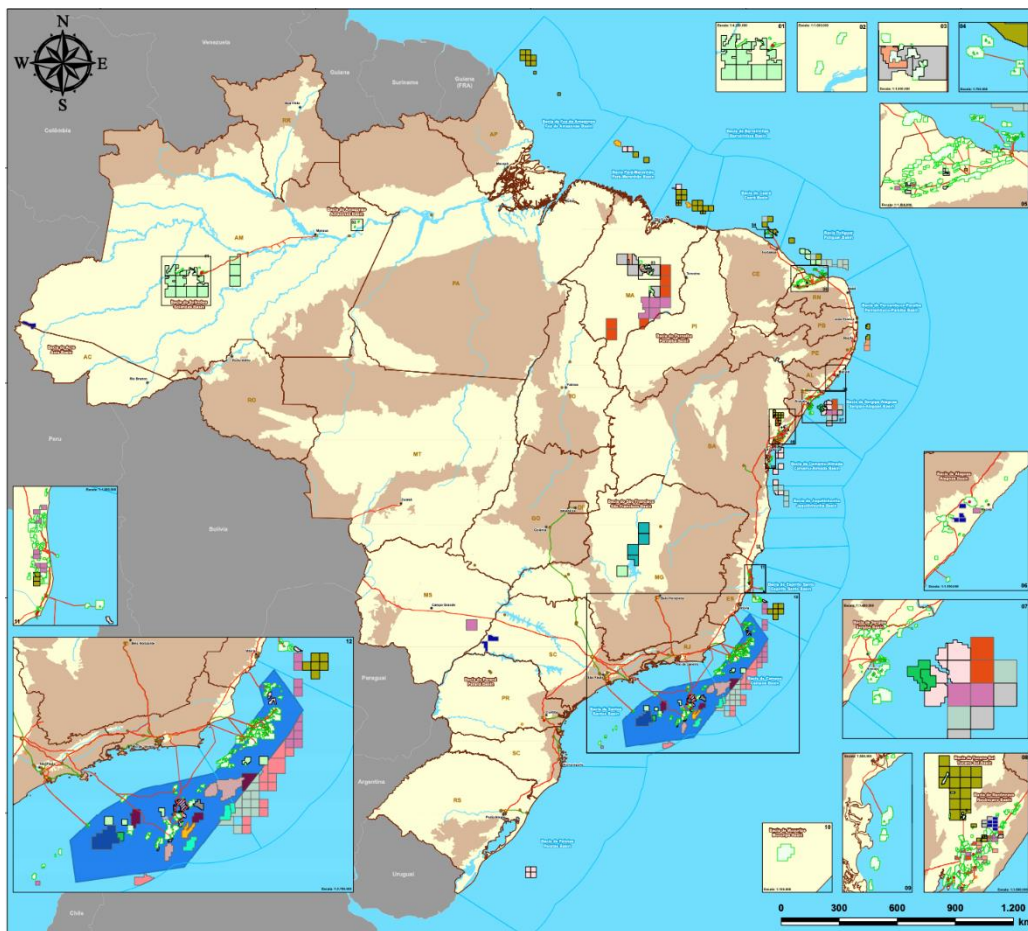
Bron: <https://neats.nopta.gov.au/TitleRegister>

Figuur A.2 Aantal actieve exploratie vergunningen per bedrijf in Australië, oktober 2020



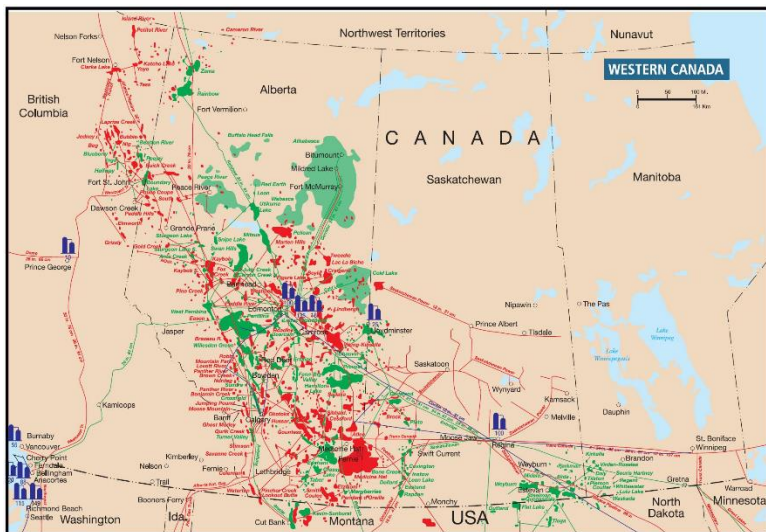
Bron: <https://neats.nopta.gov.au/TitleRegister>

Bijlage B Olie en gasvelden in Brazilië



Bron: <http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/dt/maps/mapa-geral-brasil.pdf>

Bijlage C Olie- en gasvelden en vergunningen in Alberta, Canada

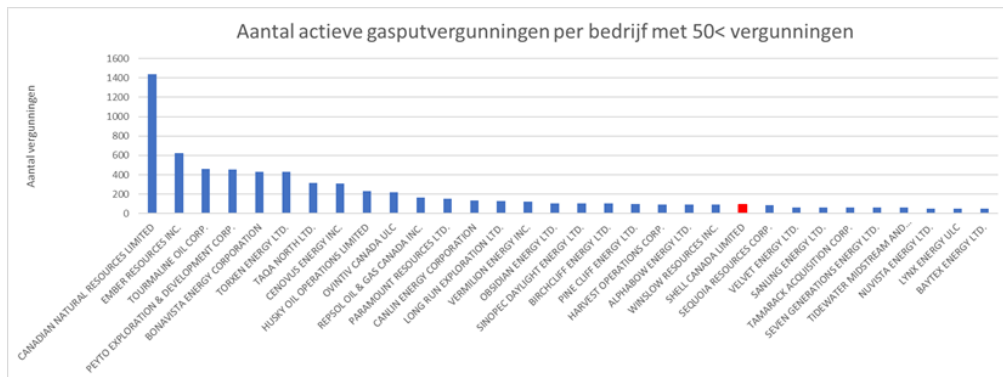


Legenda: groen: olievelden; rood: gasvelden

Bron: <https://thecanadianencyclopedia.ca/en/article/natural-gas-in-canada>

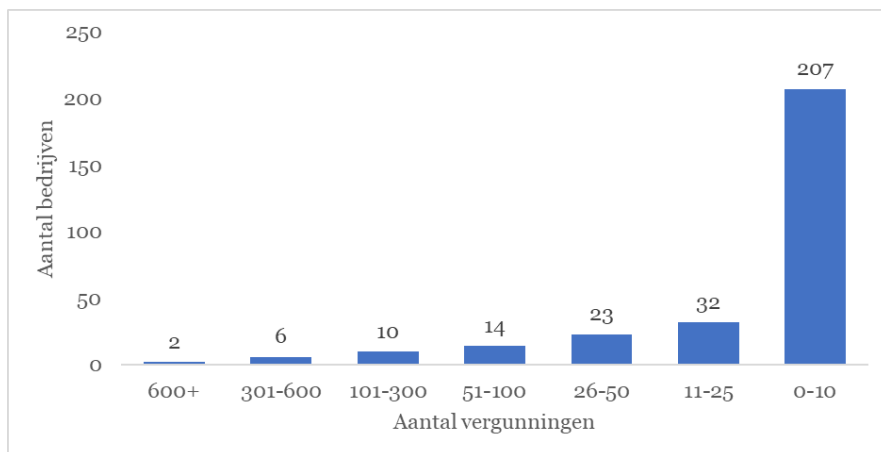
Figuur C.1 Aantal actieve gasputvergunningen per bedrijf in Alberta, Canada, oktober 2020

Bron:



https://www.petrinex.ca/PD/Documents/PD_Facility_%20Licence_Report.pdf

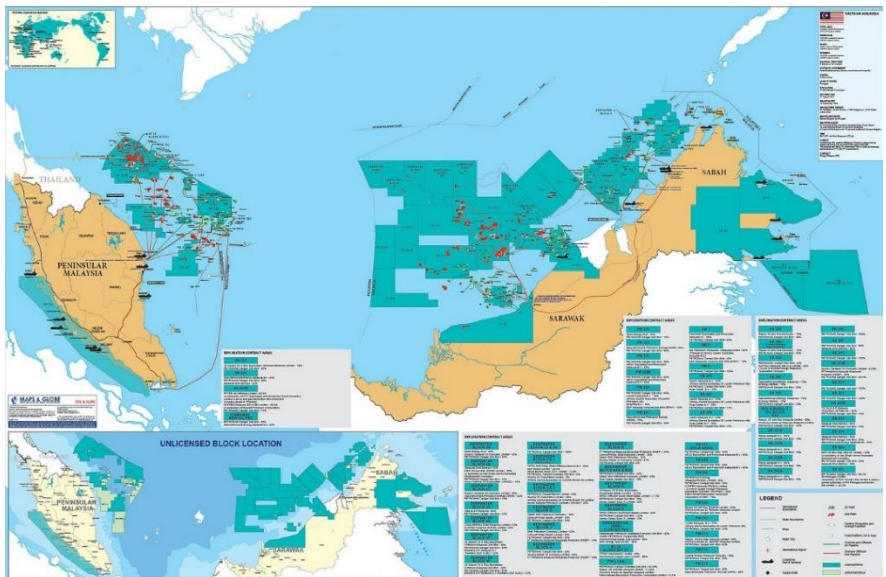
Figuur C.2 Het aantal bedrijven met een actieve gasputvergunning naar aantal actieve licenties



Bron:

https://www.petrinex.ca/PD/Documents/PD_Facility_%20Licence_Report.pdf

Bijlage D Olie en gasvelden in Maleisië

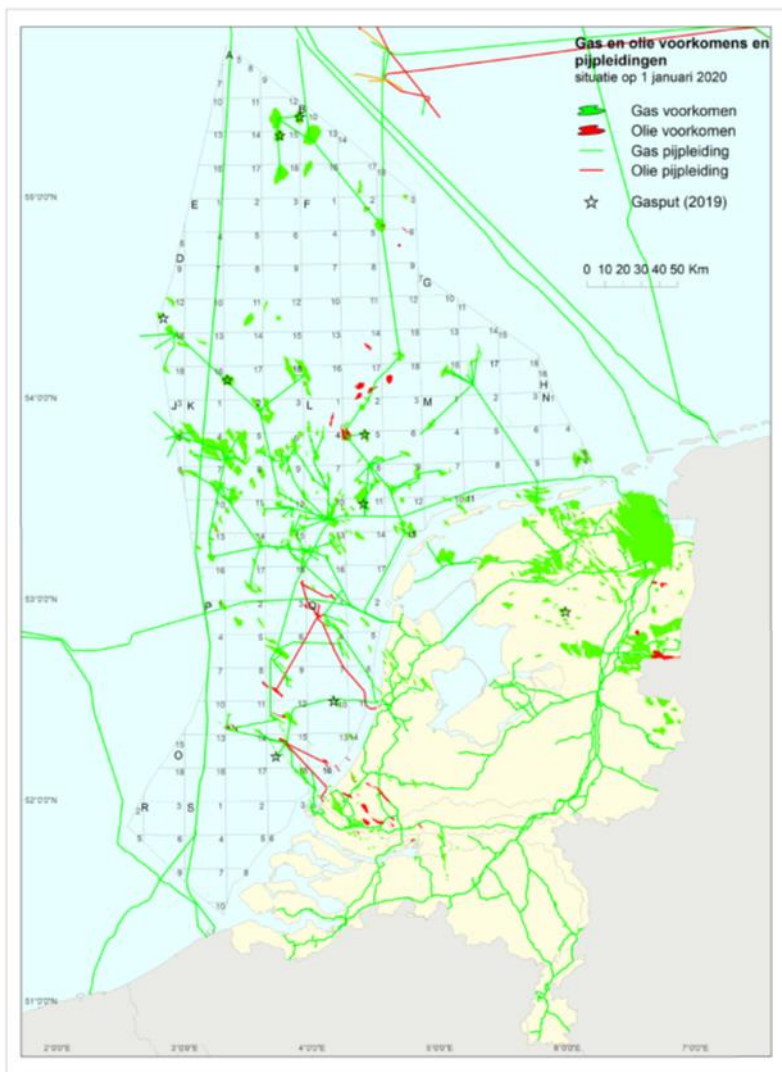


Bron: <https://www.mapsglobe.com/product-page/oil-and-gas-map-malaysia>



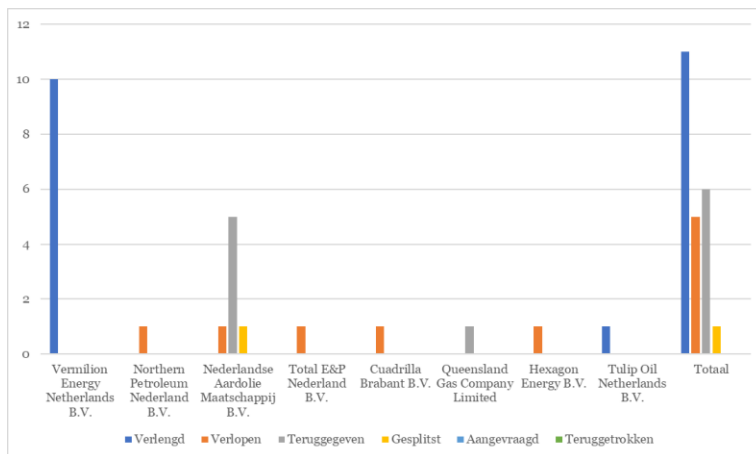
Bron: <https://www.quora.com/In-which-states-of-Malaysia-are-its-oil-and-gas-fields-located>

Bijlagen E Olie- en gasvelden en vergunningen in Nederland



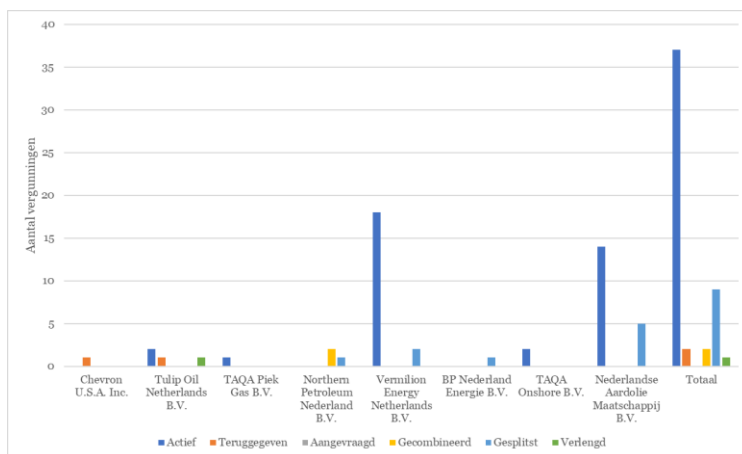
Bron: https://www.nlog.nl/sites/default/files/2019-08/delfstoffen_aardwarmte_2018_nl.pdf

Figuur E.1 Aantal vergunningen voor exploratie op het Nederlandse vaste land, naar bedrijf en status, 1967-2014



Bron: <https://www.nlog.nl/>

Figuur E.2 Aantal vergunningen voor productie op het Nederlandse vaste land, naar bedrijf en status, 1967-2014

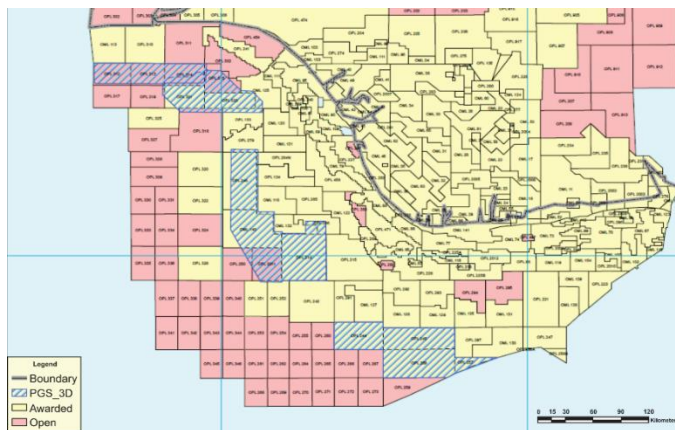


Bron: <https://www.nlog.nl/>

Bijlagen F Olie- en gasvelden in Nigeria

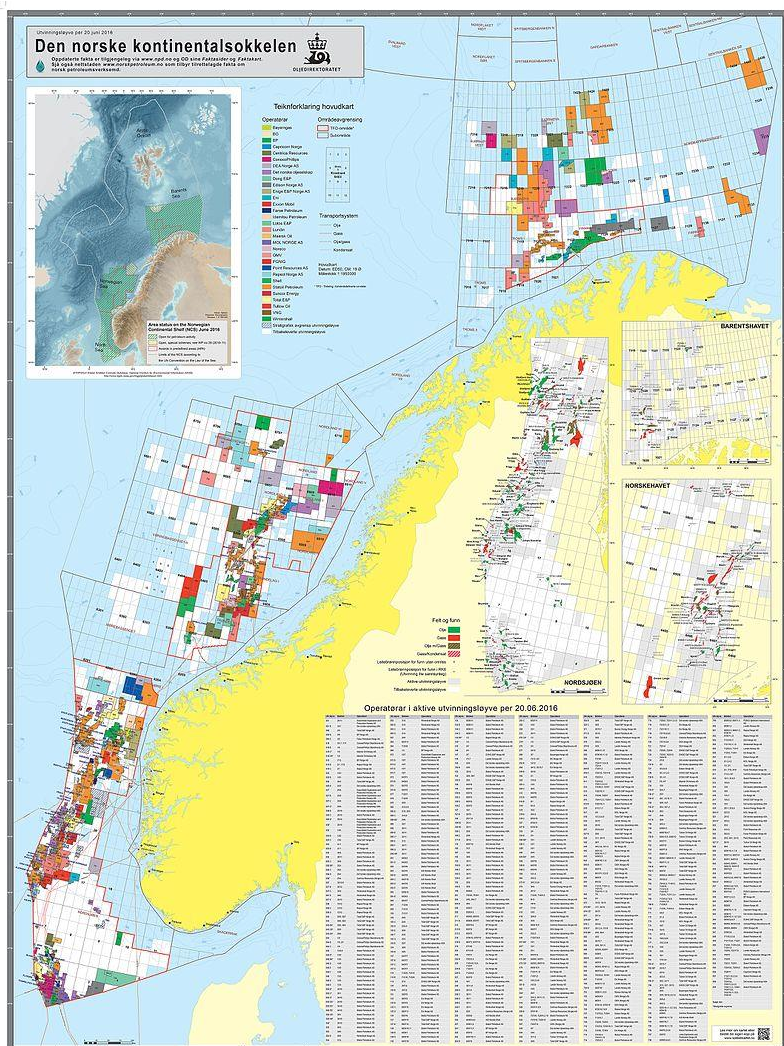


Bron: <https://www.platts.com/IM.Platts.Content/InsightAnalysis/NewsFeature/2015/Oil/Africa-Oil-Gas-Energy-Outlook/images/nigeria-oil-gas-fields.jpg>



Bron: <https://www.dpr.gov.ng/oil-gas-industry-annual-reports-ogiar/>

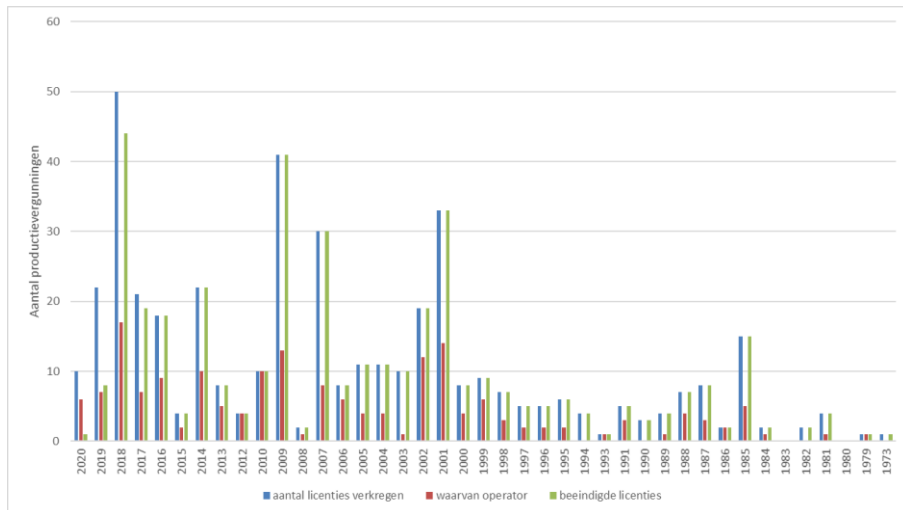
Bijlage G: Olie- en gasvelden en vergunningen in Noorwegen



Bron:

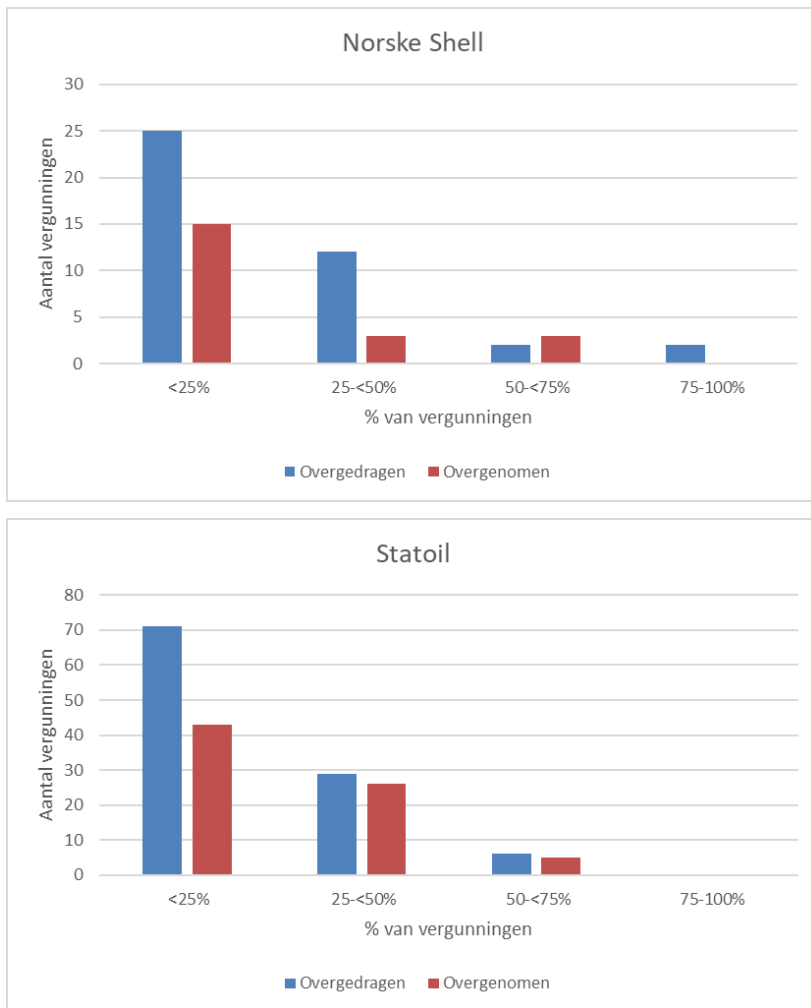
<https://web.archive.org/web/20161003113451/http://www.npd.no/en/Maps/Map-of-the-NCS/>

Figuur G.1 Aantal door Norske Shell gedurende 1967-2020 verkregen productievergunningen, waarvan bedrijf als operator werkzaam is, en welke beëindigd zijn



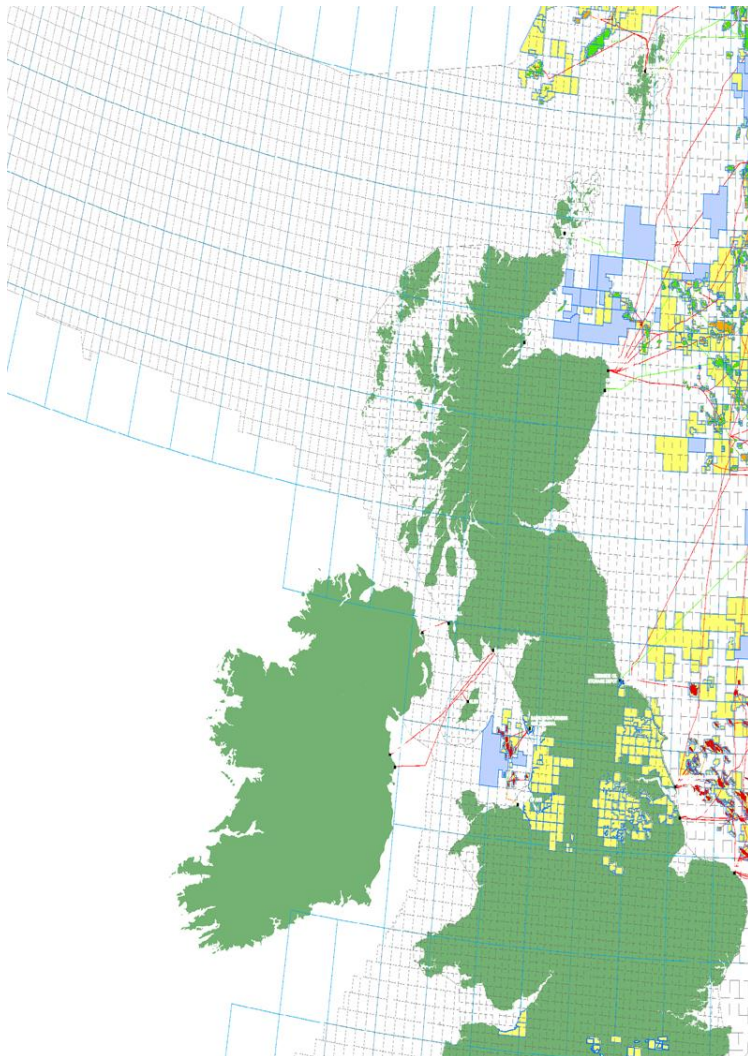
Bron: <https://factpages.npd.no/en>

Figuur G.2 Aantal door Norske Shell en Statoil overgedragen en overgenomen productievergunningen, naar omvang van participatie, in totaal sinds 1967



Bron: <https://factpages.npd.no/en>

Bijlage H: Britse grondgebied ingedeeld in blokken met olie- en gasvelden

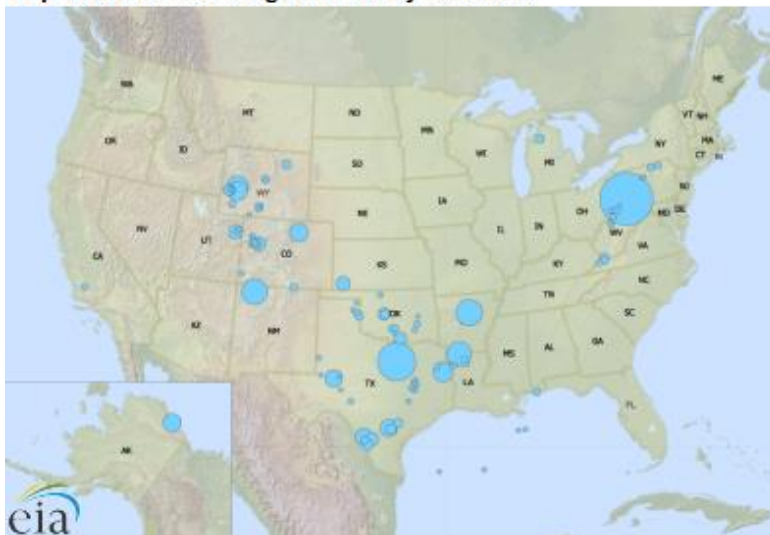


Bron: Oil and Gas Authority

Bijlage I Olie- en gasvelden in USA



Top 100 U.S. natural gas fields by reserves



Bron: <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/top100/pdf/top100.pdf>

Door sommige milieuorganisaties wordt betoogd dat het (deels) beëindigen van de winning van olie en gas door een enkel energiebedrijf, zoals Shell, zal bijdragen aan verlaging van de mondiale emissies van CO₂. In dit rapport is onderzocht in hoeverre zo'n effect daadwerkelijk verwacht mag worden. Op basis van publiek toegankelijke informatie is gekeken naar de wijze waarop de olie- en gaswinning in een groot aantal landen, waaronder Australië, Brazilië, Canada, Nederland, Nigeria en Noorwegen, is georganiseerd. Ook is onderzocht hoe olie- en gasmarkten in het verleden hebben gereageerd op een vermindering van het aanbod. Het doel van dit policy paper is om meer inzicht te bieden in de werking van de mondiale olie- en gasmarkten en hoe deze reageren op veranderingen in met name het aanbod.

Machiel Mulder is hoogleraar in Regulering van Energiemarkten en directeur van het *Centre for Energy Economics Research* (CEER) van de Faculteit Economie en Bedrijfskunde van de Rijksuniversiteit Groningen



Daan Hulshof is assistant professor Energy Economics en onderzoeker bij het *Centre for Energy Economics Research* (CEER) van de Faculteit Economie en Bedrijfskunde van de Rijksuniversiteit Groningen

Peter Perey is onderzoeker en onderwijscoördinator bij het *Centre for Energy Economics Research* (CEER) van de Faculteit Economie en Bedrijfskunde van de Rijksuniversiteit Groningen



Lennard Rekker is PhD student in Energy Economics bij de Faculteit Economie en Bedrijfskunde van de Rijksuniversiteit Groningen



AACSB
ACCREDITED



EQUIS
ACCREDITED



www.rug.nl/ceer